



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE**  
**INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**“Estudio de coordinación de protección para mejorar la confiabilidad  
del alimentador de media tensión PAJ002  
de 10kv en Paiján”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO**  
**MECÁNICO ELECTRICISTA**

**Autores:**

Chunga Atalaya, Luis Fernando

Nabis Martell, Irvin Yovany

**Asesor:**

Mg. Paredes Rosalí, Raul

**Línea de investigación:**

Energía: Generación, transmisión y distribución

**Trujillo – Perú**

**2018**

## PÁGINA DEL JURADO

“Estudio de coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paiján”

## MIEMBROS DEL JURADO

---

ING. FELIPE DE LA ROSA  
BOCANEGRA  
(SECRETARIO)

---

Mg. RAÚL PAREDES ROSARIO  
(VOCAL)

---

ING. JORGE LUJÁN LÓPEZ  
(PRESIDENTE)

## **DEDICATORIA**

Dedicamos el presente trabajo a Dios por darnos la fuerza y el coraje necesario para poder cumplir con este gran reto, ayudándonos en nuestro camino personal y profesional.

Para nuestras familias que nos brindaron su apoyo, consejos, para poder cumplir este gran reto de terminar nuestra carrera profesional.

## AGRADECIMIENTO

Agradecemos a **nuestros padres** por el esfuerzo que realizaron al apoyarnos económicamente para cumplir nuestra meta de ser profesionales competitivos, siempre estaremos agradecidos por el apoyo, amor y sacrificio entregado, el cual será retribuido con nuestros logros.

A nuestros **compañeros** los cuales nos acompañaron ciclo tras ciclo mostrándonos su apoyo incondicional en buenos y malos momentos, surgiendo una gran amistad la cual perdura hasta la actualidad, compartiendo cada meta lograda.

Un agradecimiento especial a nuestro asesor especialista **Raúl Paredes Rosario**, por saber guiarnos en el desarrollo de nuestra investigación, brindándonos sus conocimientos y experiencias adquiridas, las cuales nos permitieron un crecimiento académico, que nos llevó con el término de nuestro grado académico.

A nuestros **profesores** de la Universidad Cesar Vallejo por sus enseñanzas brindadas en todo el trayecto de nuestra formación profesional, aprendiendo de sus enseñanzas los cuales nos permitieron culminar con éxito nuestra carrera profesional.

## **DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD**

Nosotros, Chunga Atalaya Luis Fernando con DNI N° 77215798, y Nabis Martell Irvin Yovany con DNI N° 47196132, a efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica. Así mismo, declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, 10 de diciembre del 2018.

---

Chunga Atalaya Luis Fernando

---

Nabis Martell Irvin Yovany

## **PRESENTACIÓN**

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo presento ante ustedes la Tesis titulada “Estudio de coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paiján”.

La misma que someto a vuestra consideración y espero que cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

Los autores

## INDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	11
1.1	Realidad Problemática .....	11
1.2	Trabajos previos.....	12
1.3	Teorías relacionadas al tema.....	14
1.3.1	Alimentador de media tensión PAJ002: .....	14
1.3.2	Tipos de recloser:.....	16
1.3.3	Seccionadores cut out: .....	16
1.3.4	Pozos a tierra: .....	18
1.3.5	Corto circuito.....	22
1.3.6	Tiempos en mantenimiento .....	26
1.3.7	Confiabilidad .....	27
1.3.8	Calidad de suministro eléctrico – caso amt paj002 de pajan.....	28
1.3.9	Indicadores de performance establecidos: .....	29
1.4	Formulación del Problema.....	30
1.5	Justificación del estudio .....	30
1.6	Objetivo principal: .....	31
1.7	Objetivos específicos: .....	31
2	MÉTODO .....	32
2.1	Diseño de Investigación:.....	32
2.2	VARIABLES, OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	34
2.3	Población y muestra:.....	36
2.4	Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad:.....	36
2.5	Métodos de análisis de datos: .....	38
3	RESULTADOS .....	39
3.1	Determinar la confiabilidad actual del sistema.....	39
3.1.1	Evolución SAIFI y SAIDI en distribución .....	39
3.1.2	Interrupciones por Instalación Causante.....	41
3.1.3	Causa de interrupciones.....	42
3.2	Datos del tiempo de operación del alimentador pj0002.....	46
3.2.1	Calculo de la disponibilidad actual del sistema eléctrico .....	46

3.3	Selección y programación adecuadamente de equipos de protección según el estudio de coordinación realizado. ....	47
3.3.1	Tipos de recloser:.....	47
3.3.2	Intensidad de corto circuito de la red del alimentador PJ0002 Paijan.....	52
3.3.3	Calculo de la resistencia de los sistemas de puesta a tierra .....	53
3.3.4	Calculo de temperatura de los cables de la red.....	54
3.3.5	Diámetro medio geométrico del armado de poste de media tensión .....	59
3.4	Optimización de los tiempos de atención de las averías.....	60
3.4.1	Comparación y mejoramiento de índices saifi y saidi - año 2017 .....	61
3.5	Determinar la confiabilidad planificada para el sistema.....	62
3.5.1	DATOS DEL TIEMPO DE OERACION DEL ALIMENTADOR PJ0002 ..	62
3.6	Detectar los tipos y minimizar el tiempo de localización de fallas ocasionadas en las instalaciones eléctricas. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.6.1	Tipos de falla actual de la red del alimentador PJ002 ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.6.2	Tipos de falla planificada de la red del alimentador PJ002.....	68
3.7	Análisis económico.....	70
3.7.1	Inversiones a realizar para implementar el recloser. ....	70
3.7.2	Beneficio el beneficio de la implementación de la tecnología del recloser....	70
3.7.3	Retorno de la inversión.....	75
4	DISCUSIÓN:.....	76
5	CONCLUSIONES.....	78
6	SUGERENCIAS.....	76
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS: .....	80
	ANEXOS .....	82



## **RESUMEN**

La presente investigación tuvo como finalidad realizar la coordinación de protecciones para el alimentador PAJ002 de 10kv en Paijan, para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico utilizando los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, los cuales nos dan los datos del tipo de falla, usuarios afectados, frecuencia y la duración de cada falla, en el cual obtuvimos que la confiabilidad actual es de 35.77 %, debido a que el tiempo medio de operación hasta la falla es bajo, Con la selección de un Recloser (reconectador automático) adecuado se podrá evitar que las fallas del sistema eléctrico lleguen hasta la estación de distribución del alimentador PAJ002, ya que cuenta con la tecnología de abrir y cerrar automáticamente el circuito cuando detecte alguna falla en la red de distribución, y utilizando la tecnología del recloser se eliminaron las fallas temporales llegando así a una disponibilidad del 85.97 % mejorando los indicadores de calidad SAIDI 1.73 y SAIFI 3.46 por debajo del límite 9 y 5 respectivamente, reflejando un beneficio total de S/. 43,445.35 soles al año, por lo consiguiente el retorno de la inversión son de un año con diez meses aproximadamente concluyendo finalmente que la investigación si es factible y cumple con los objetivos.

**Palabras claves:** Coordinación de protección, confiabilidad, Sistema eléctrico en Media Tensión, indicador SAIDI, indicador SAIFI.

## **ABSTRACT**

The purpose of this research was to coordinate the protections for the PAJ002 10kv feeder in Paijan, to increase the reliability of the electrical system using the SAIDI and SAIFI quality indicators, which give us the data of the type of failure, affected users, frequency and the duration of each failure, in which we obtained that the current reliability is of 35.77%, because the average time of operation until the failure is low, With the selection of a suitable Recloser (automatic recloser) it will be possible to avoid that the faults of the electrical system reach the PAJ002 power distribution station, since it has the technology to automatically open and close the circuit when it detects any fault in the distribution network, and using the recloser technology, the temporary faults were eliminated. thus to an availability of 85.97% improving the indicators of quality SAIDI 1.73 and SAIFI 3.46 by below limit 9 and 5 respectively, reflecting a total benefit of S /. 43.445.35 soles per year, therefore the return on investment is one year with approximately ten months, finally concluding that the investigation is feasible and meets the objectives.

**Keywords:** Coordination of protection, reliability, Medium Voltage electrical system, SAIDI indicator, SAIFI indicator.

## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1. Realidad Problemática**

El alimentador de Media Tensión PAJ002 no cuenta con el equipamiento de protección necesaria para la detección y eliminación de fallas ocasionadas por desprendimiento de cables, cortocircuito, contacto entre fases, contacto con estructuras, fenómenos naturales, etc. Los equipos de protección existentes son simplemente fusibles que no cumplen con totalidad con las exigencias de operación señaladas en las normas Vigentes (Código Nacional de Electricidad Suministro, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, etc.), las cuales entre su principal objetivo es que cada Sistema Eléctrico debe contar con el sistema de protección correcto para evitar daños al ser humano, garantizando su confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Igualmente, con los equipos actuales (fusibles) por sus características de una curva Tiempo-Corriente única limita las posibilidades de mejora de coordinación de protección con los equipos aguas arriba y aguas abajo, así como, las interrupciones tienen mayor tiempo de duración a pesar de que en muchos casos se deben a fallas transitorias que son provocadas por choque de aves, desprendimiento de ramas de árboles, etc. que son causantes de muchos reclamos por interrupciones prolongadas.

La subestación de Alta a Media Tensión no cuenta con Operador y en ella la problemática se hace más crítica, debido a que se tarda mucho en tomar conocimiento de la interrupción, dado que no existe sistemas o equipos que transfieran la información del evento o eliminen la falla transitoria y restauren automáticamente el servicio eléctrico al cabo de unos segundos.

En tal sentido, para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el alimentador de Media Tensión considero, el estudio de coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paijan, provincia de Ascope, departamento de La Libertad, el mismo que incluye reclosers, seccionadores cut out, y pozos a tierra.

## **1.2. Trabajos previos**

CUEVAS (2013) “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN”. En su investigación para obtener el Grado de Ingeniero Electricista en la Escuela Superior De Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Profesional Adolfo López Mateos. El objetivo de su investigación se basa en explicar una metodología para calcular y seleccionar el tipo, ajuste y coordinación de protecciones en una red de distribución, para minimizar el daño al sistema y sus componentes. Llegando a la siguiente conclusión: Para disponer de una buena operación se comienza coordinando el fusible con el reconectador, de tal forma que la curva de operación mínima del fusible este por encima de la curva de operación mínima del reconectador. Atendiendo a que el seccionalizador está instalado en medio del reconectador y fusible, la operación en bloque debe ajustarse para 2 operación rápidas y 2 lentas, de esta manera si la falla no se despeja a la primera operación rápida del reconectador, el fusible actúa y se desenergiza la red con falla. Teóricamente la primera secuencia de operación rápida del reconectador despeja entre el 80% y 85% de la falla detectada, si esta falla persiste el fusible se funde antes de que se dé la primera operación lenta del reconectador.

JARA (2015) “OPTIMIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA SUBESTACIÓN TIERRA COLORADA” Trabajo de investigación para optar al título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Piura. Llegando a obtener la siguiente conclusión: Para la protección contra cortocircuitos entre fases en el alimentador A1603, se pudo establecer 06 zonas de protección, lo cual contribuirá a mejorar la selectividad entre los relés ubicados en la cabecera del alimentador y los fusibles de expulsión que se encuentra en la red troncal y de derivación.

SEGOVIA (2015) “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN CERRO 8” Trabajo de investigación para optar al título Profesional de Ingeniero Electricista Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría, La Habana – Cuba. El objetivo de su investigación se basa Calcular los parámetros de los alimentadores del circuito de distribución primaria “CERRO 8”, utilizando el programa PARLINC, conocidos los calibres de los conductores y las estructuras de la línea de distribución, con el objetivo de hacer confiables los cálculos de cortocircuito en base a los cuales se efectuarán

los ajustes de las protecciones. Llegando a obtener la siguiente conclusión: El fusible que se encuentra dando respaldo al recerrador es el T200, ver (tabla 3.2.1.1), el mismo que se encuentra en el nodo 14, en esta localización se tiene una corriente de falla de 6 155,45 A, ver (Anexo II-5), por lo tanto, es con el que mayor inconveniente se puede tener en su coordinación ya que es el fusible de mayor capacidad del circuito.

ARCE (2014) “ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN EN LA SUBESTACIÓN “MACHALA” PROPIEDAD DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. - REGIONAL EL ORO” En su investigación para obtener el Grado de Ingeniero Electricista, en Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca. Su objetivo de esta investigación es la protección principal debe eliminar una falla permanente o temporal antes de que la protección de respaldo inicie su proceso de interrupción (como en el caso de un elemento fusible) y opere hasta apertura definitiva (como en el caso de un reconectador). De cumplirse con este criterio, la protección de respaldo cubrirá a la protección principal en caso de que esta fallara en su actuación. Llegando a la siguiente conclusión: Cuando se realiza un estudio de coordinación de protecciones el objetivo final es dejar al menor número de abonados desconectados al momento de producirse alguna falla, ya que por el momento no existe alguna ley que aplica una sanción para la empresa distribuidora de energía, pero con la nueva propuesta de regulación de calidad de distribución preparada por el Concejo Nacional de Electrificación CONELEC por cada KWH de energía no suministrada la empresa distribuidora pagaría al abonado residencial un valor de 1,50 centavos de dólar lo cual representaría pérdidas económicas muy elevadas para la empresa distribuidora. Es por este motivo que el estudio de coordinación de protecciones debería estar fundamentalmente presente dentro de una empresa distribuidora de energía.

### **1.3. Teorías relacionadas al tema**

#### **1.3.1. Alimentador de media tensión PAJ002:**

El alimentador de Media Tensión PAJ002 de 10KV se encuentra ubicado en el distrito de Paiján, Provincia de Ascope, Departamento de La Libertad, al norte del Perú. A una altitud de 50 hasta 200 msnm, y su temperatura generalmente varía de 10°C a 28 °C llegando a subir a más de 30°C en verano. Y su nivel de Contaminación Ambiental Alta.

Sus características principales del AMT PAJ002 tenemos:

- Tensión nominal del alimentador : 10 kv
- Longitud del alimentador : 108.8572 km
- Subestación de Distribución : 85 SED
- Frecuencia del alimentador : 60 Hz
- Configuración del alimentador : 3ø, 2ø

El consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería establece una resolución mediante Osinergmin N° 042-2018-OS/CD, publicada en Lima el 6 de marzo de 2018, la concesionaria Hidrandina S.A. se encuentra en sectores de distribución típicos 2, identificado con Código de Sistema SE3122 / Paiján – Malabrigo (Hidrandina S.A)

#### **1.3.2. Coordinación de protección:**

Coordinación de protecciones constituye en especificar turnos de maniobra de la protección para admitir la acción debidamente priorizada de los elementos de protección; la coordinación de protecciones está expresada por la necesaria graduación en los tiempos de acción de todas las protecciones (COES, 2014)

#### **1.3.3. Equipos de protección:**

Para el alimentador de media tensión PAJ002 se implementará los siguientes equipos de protección:

### a. Reconectador automático (recloser)

**Función:** Es un reconectador automático para detección y ubicación de fallas en líneas de media tensión con inteligencia para medir la condición e informar sobre corrientes eléctricas, interrumpirlas y realizar recierres automáticamente dentro de un determinado número de veces programados por el usuario. El máximo número programable de recierres es de tres veces, y tiene una última operación de apertura y bloqueo (Promelsa, 2018).

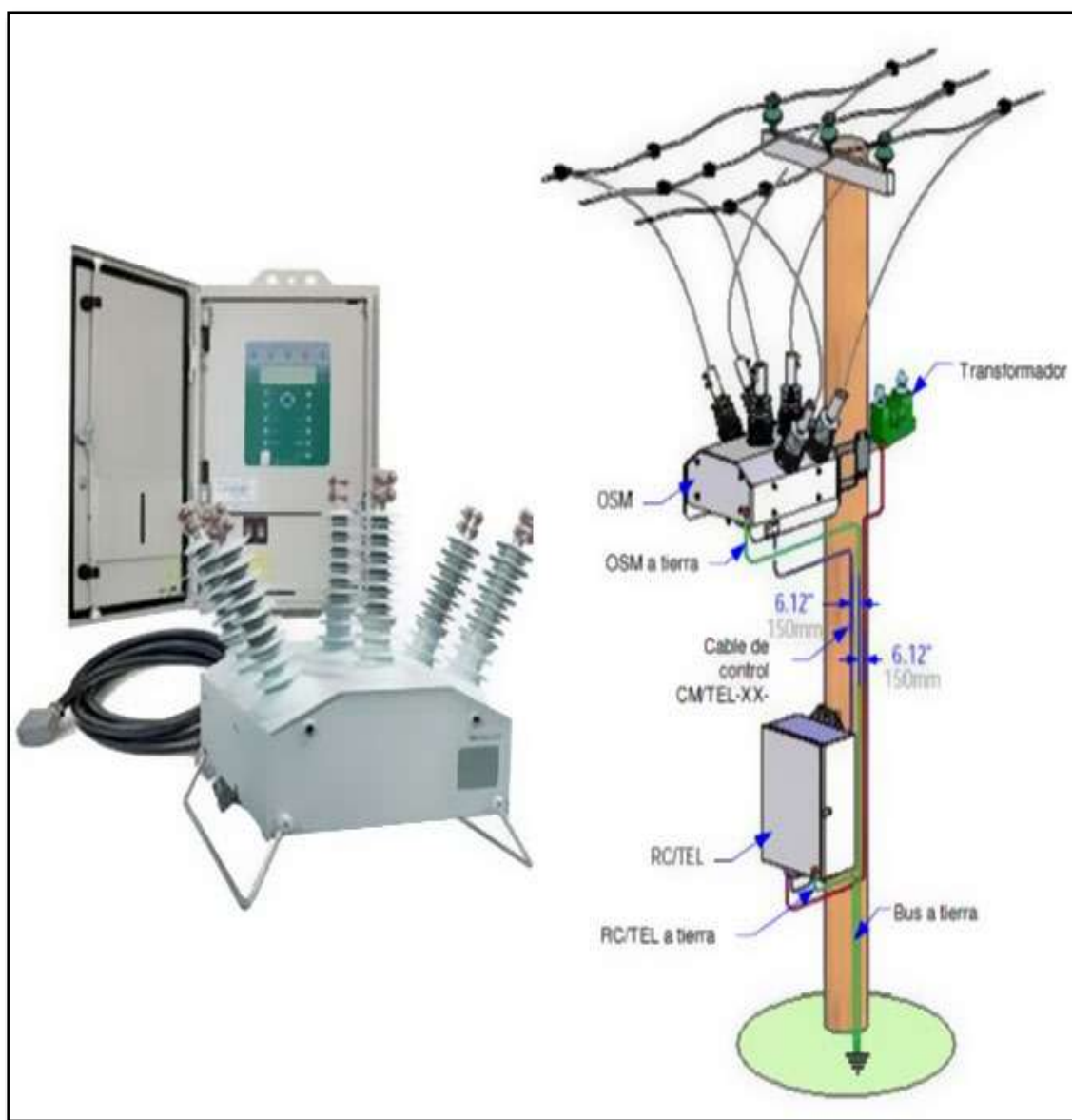


Figura N° 01: Reconectador automático

Fuente: Ficha técnica Recloser TAVRIDA ELECTRIC. Elaboración propia

**Aplicación:**

- En alimentadores de media tensión hasta 33KV, 0-1000 m.s.n.m. (En el Perú).
- Alimentadores con ramales de líneas eléctricas de media tensión que tienen una gran agrupación de usuarios con fallas transitorias frecuentes que causan disturbios en el suministro.
- Se instalan en líneas que tienen difícil acceso a las líneas que se ubican los alimentadores de media tensión con fallas transitorias frecuentes.
- Áreas con alta consistencia de árboles, para evitar los cortocircuitos.

**Mantenimiento:** El recloser es intrínsecamente libre de mantenimiento durante todo su período de vida. Al mismo tiempo el cubículo tiene capacidades de auto-diagnóstico y genera buen funcionamiento relevante y señales de advertencia.

**Instalación del recloser:**

El recloser se puede instalar en poste de líneas aéreas de media tensión o en estructura de soporte metálica para Subestaciones.

**Tipos de recloser:**

**MODELO 1:** Recloser TAVRIDA ELECTRIC OSM 27 – 27KV (PROMELSA).

**MODELO 2:** Reconectador en Vacío Uso Exterior OVR-3SP – 27KV (ABB).

**MODELO 3:** Reconectador de vacío con aislamiento sólido para el sistema de distribución de energía EVR C2A – 27KV (ENTEC).

**b. Relés**

**Concepto:** Dispositivo electromagnético que, estimulado por una corriente eléctrica muy débil, abre o cierra un circuito en el cual se disipa una potencia mayor que en el circuito estimulador. (Oxford Dictionaries, 2018)

**Funcionamiento:** Un relé es capaz de comandar cargas pesadas a partir de una pequeña tensión aplicada a su bobina. Básicamente la bobina contenida en su interior genera un campo magnético que acciona a un interruptor mecánico.



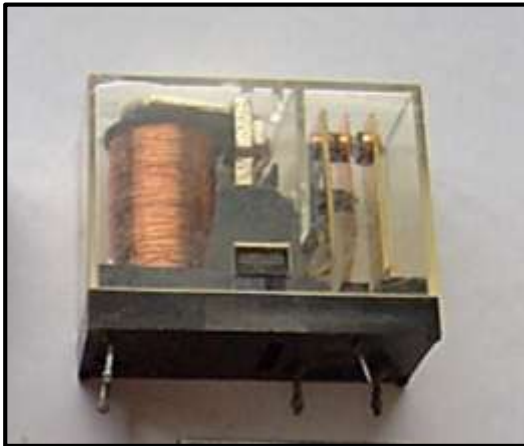


Figura N° 2: Relé electrónico  
Fuente: Oxford Dictionaries

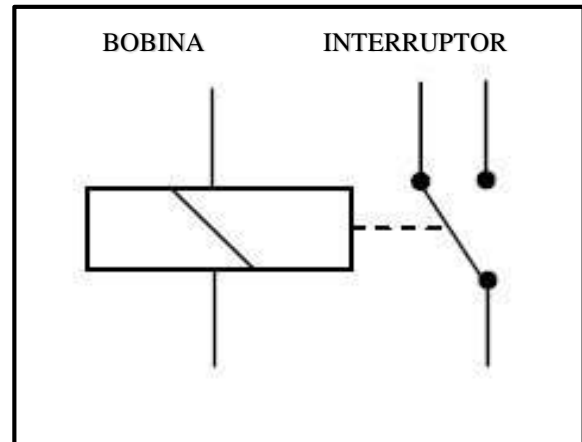


Figura N° 3: Simbología electrónica de un relé  
Fuente: Elaboración propia

### c. Seccionadores cut out

**Función:** Es usado en sistemas de distribución aérea para proporcionar protección de sobrecorriente e indicación visible para la operación del fusible "El interruptor Cut Out ofrece un punto de seccionamiento para el personal dedicado al mantenimiento y esta equipado para el uso con pértiga" Para realizar el mantenimiento periódico o preventivo permite cortar el flujo eléctrico de un circuito a atender por mantenimiento o corrección (Promelsa, 2018).

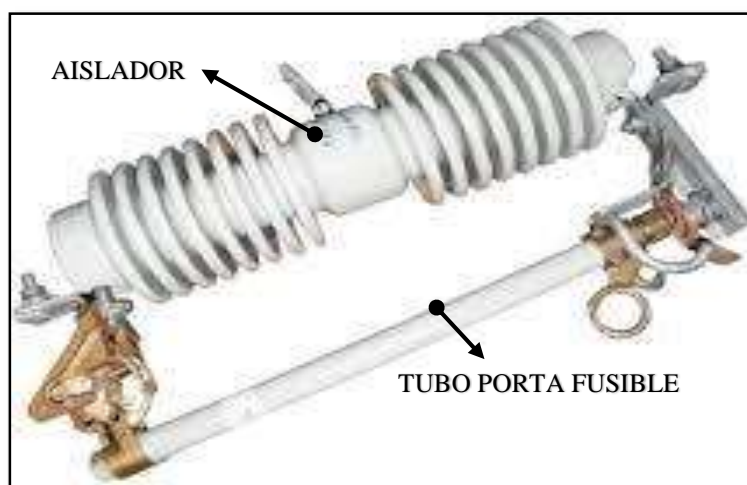


Figura N° 04: Seccionador fusible de expulsión tipo Cut Out  
Fuente: Intemperu.com. Elaboración propia

**Aplicación:** Su principal uso es en seccionamientos de redes aéreas de distribución, que se equipan como mecanismo de protección y de maniobra seccionadores fusibles de expulsión.

**Ventajas:**

- Son de uso de protección simple.
- Son respectivamente de bajo costo comparados con otros equipos.
- Actúa ante un límite y elimina las altas corrientes de cortocircuito en un determinado tiempo (0.25 de ciclo), aplicando así las aplicaciones térmicas y dinámicas en la instalación eléctrica para cumplir con su determinada función.
- Sus funcionamientos son plenamente independientes.

**Desventajas:**

- Caducidad en períodos limitados.
- Los tiempos de trabajo no son puntuales para las sobrecargas.
- Si actúa una fase debe cambiarse los tres.
- No deben ser reparados (pierde sus características).

**d. Fusibles de expulsión**

Un fusible de expulsión es un fusible ventilado en el que el efecto de expulsión de los gases producidos por el arco interno, por su cuenta o con la ayuda de otros mecanismos, provoca la interrupción de la corriente. Un fusible de expulsión no es limitador de corriente y, por consiguiente, limita la duración de una falla en el sistema eléctrico, no la magnitud (Eaton.cl, 2018).



Figura N° 05: Tupo porta fusible de un seccionador Cut Out

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia.

**Tipos de fusibles:** Según norma IEEE C.37.42 tenemos:

- **Fusibles de expulsión tipo H:** Son usados para la protección de hospitales, cómputos, etc. (extra rápidos).
- **Fusibles de expulsión tipo K:** Desconectan al sistema de fallas en menor tiempo y son usados mayormente en protección de líneas de distribución (rápido).
- **Fusibles de expulsión tipo T:** Soportan corrientes transitorias mayores (Corrientes de arranque, carga fría, corto circuito, etc.) y son usados para la coordinación con Recloser (lento).

### Como seleccionar un fusible de expulsión:

Según norma National Electrical Manufacturers Association (NEMA) (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos), los fusibles pueden llevar una carga continua de 150% de su valor nominal. Las temperaturas extremas y las precargas afectan las curvas “t-I” es necesario tener presente.

Tabla n°01: Intensidad de los fusibles según su tipo.

<b><math>I_n</math> ( K o T )</b>	<b><math>I_{continua}</math> (A)</b>
6	9
8	12
10	15
12	18
15	23
20	30
25	38
30	45
40	60
50	75
65	95
80	120
100	150

140	190
200	300

Fuente: elaboración propia

#### e. Puestas a tierra en líneas de media tensión

**Función:** Una puesta a tierra realiza una de las muy importantes funciones de protección ante las fallas de los aisladores, las piezas metálicas de los aisladores se conectan con un conductor a tierra para su principal función que desvíen la corriente eléctrica a tierra, sin perturbar al usuario que entre en contacto con energía eléctrica, evitando así que sufra una descarga eléctrica.

#### **Funciones de protección:**

Evita el riesgo de electrocución derivando la corriente eléctrica a la tierra.

#### **Ventajas:**

Permite desviar las descargas a tierra de una fuga de corriente.

Mantiene las protecciones ante fallas de corriente dentro de los límites de seguridad procedentes por cortocircuitos y también asegurar la actuación de los sistemas de protección en el tiempo adecuado, de modo de proteger la seguridad de los entes y los equipos instalados (Sánchez, 2015).

#### **Para instalar una puesta a tierra se requieren de los siguientes accesorios:**

- Bentonita sódica.
- Cable de cobre recocido para la instalación a tierra 35mm<sup>2</sup>
- Caja de registro.
- Tierra vegetal + compuesto químico.
- Planchas de cobre tipo J.
- Conectores tipo perno partido.
- Tubo de F°G° de 1.5"F x 6.40m.
- Tubo de PVC SAP de 3/4"mm Ø X 1.5m de Long.
- Varilla de acero revestido de cobre de 2,4 m, 16 mm ø
- Protector antirrobo

- Curva de PVC para tubo de 3/4" Ø

### **Teorías de cálculo de la resistencia de los sistemas de puesta a tierra:**

Cálculo de Resistencia de un (01) Pozo de puesta a tierra Proyectado: (R1)

Para electrodos verticales la resistencia a tierra está dada por:

$$R_1 = \left( \frac{\rho_e}{2\pi L} \right) \ln \left( \frac{2L}{\alpha} \right) \dots \dots \dots (1)$$

Dónde:

$\rho_e$  = Resistividad equivalente del terreno ( $\Omega$ -m)

$L$  = Longitud de la barra [metros]

$\alpha$  = Radio de la barra (metros)

$R$  = Resistencia a tierra de la barra ( $\Omega$ )

Determinación de la resistividad equivalente ( $\rho_e$ ):

$$\rho_e = (\rho)(f_1)(f_2) \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

$\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m)

$f_1$  = Factor por uso de bentonita (dosis + gel)

$f_2$  = Factor por uso de tierra vegetal

#### **1.3.4. Corto circuito**

Los cortocircuitos resultan perjudiciales para los equipos y para los sistemas de transmisión y distribución en general ya que estos traen como consecuencias los siguientes problemas:

##### **Altas corrientes**

Incremento de la corriente a un nivel superior a la corriente de trabajo, generándose calentamientos y esfuerzos que afectan el aislamiento y los conductores.

##### **Variación de tensión**

Un corto circuito produce caídas de tensión en varios puntos de la red lo cual produce perturbaciones en el alumbrado y más grave aún desconexión de motores, igualmente se pueden provocar sobretensiones de acuerdo al tipo de falla por ejemplo para fallas monofásicas se presentan sobretensiones en las fases sanas.

##### **Esfuerzos mecánicos en equipos y estructuras**

Las corrientes de corto circuitos generan fuerzas que pueden deformar devanados de generadores y transformadores, igualmente sobre pórticos y estructuras de subestaciones. (Gustavo 2015).

##### **Cálculo de las corrientes de cortocircuito.**

Para la realización del cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de alta tensión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U} \dots\dots\dots (3)$$

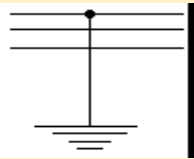
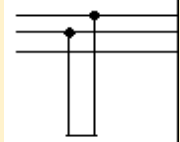
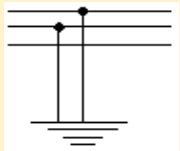
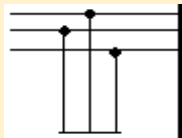
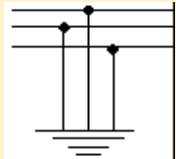
Siendo:

S<sub>cc</sub>: Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

U: Tensión primaria en kV.

I<sub>ccp</sub>: Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Tabla n°02: Los tipos de fallas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia son:

Tipo de falla	Conexión	Frecuencia de ocurrencia	Tipo
Monofásica		75%	Asimétrica
Bifásica aislada		15%	Asimétrica
Bifásica a tierra		6%	Asimétrica
Trifásica aislada		3%	Simétrica
Trifásica a tierra		1%	Simétrica

Fuente: elaboración propia

Para efectos del estudio a realizar en este trabajo se calcularán corrientes de falla monofásica, bifásica aislada y trifásica. (Gustavo, 2015)

Veamos:

### Falla monofásica:

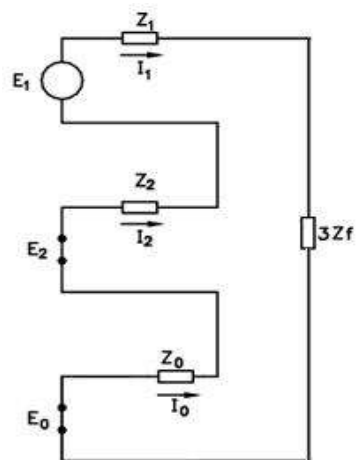


Figura N° 06: Falla monofásica

Fuente: Elaboración propia

$$If_{1\phi} = 3I_0 = \frac{3V_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

$I_f$ : Corriente eficaz de cortocircuito.

$I_0$ : Corriente de secuencia cero

$V_n$ : Tensión de fase eficaz nominal o de pre falla en el punto de falla.

$Z_1$ : Impedancia de secuencia positiva.

$Z_2$ : Impedancia de secuencia negativa.

$Z_0$ : Impedancia de secuencia cero.

$Z_f$ : Impedancia de falla.



### Falla bifásica aislada:

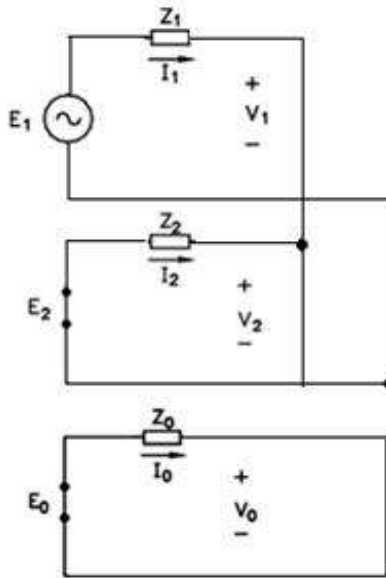


Figura N° 07: Falla bifásica aislada

Fuente: Elaboración propia

$$I_{falla} = \frac{3V_{prefalla}/\sqrt{3}}{Z_1 + 2Z_0} \dots\dots\dots(5)$$

Tensión de fase eficaz nominal o de pre falla en el punto de falla.

$Z_1$ : Impedancia de secuencia positiva.

$Z_0$ : Impedancia de secuencia cero.

### Falla trifásica:

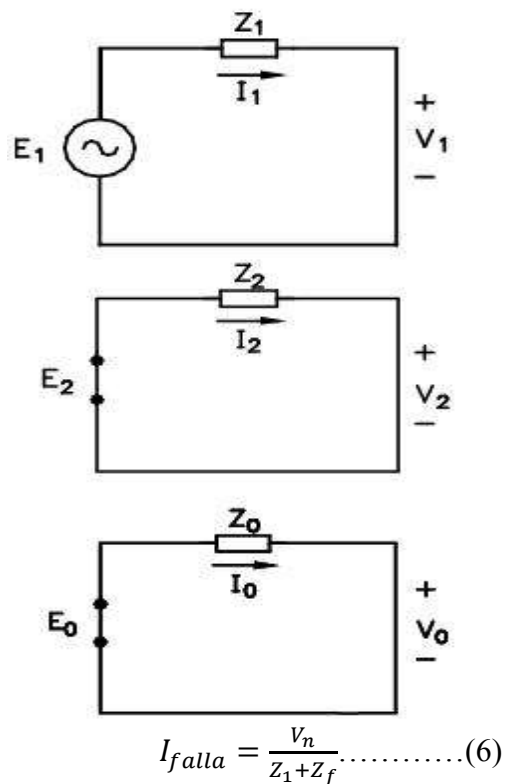


Figura N° 08: Falla trifásica

Fuente: Elaboración propia

Tensión de fase eficaz nominal

$Z_1$ : Impedancia de secuencia positiva.

$Z_f$ : Impedancia de falla.

### 1.3.5. Tiempos en mantenimiento

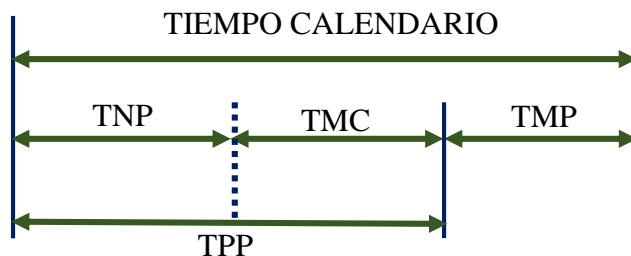


Figura N° 09: Tiempos de mantto.

Fuente: Elaboración propia

TNP= tiempo neto de producción

TMC=Tiempo total de mantto correctivos

TPP= Tiempo planificado de producción

TMP= Tiempo mantto preventivo

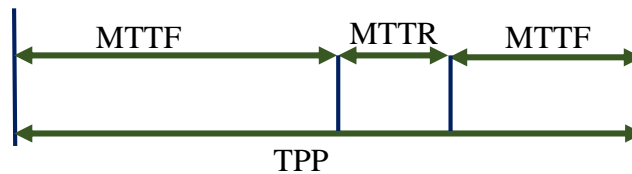


Figura N° 10: Tiempos de falla y reparación

Fuente: Elaboración propia

MTTF = Tiempo medio de operación hasta la falla

MTTR =Tiempo medio de reparación

## Disponibilidad

Probabilidad que un activo pueda entrar en servicio en un periodo dado (%).

$$D = \frac{TNP}{TPP} \times 100 = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \times 100 \dots \dots \dots (7)$$

### 1.3.6. Confiabilidad

La confiabilidad puede ser definida como la “confianza” que se tiene de que un componente, equipo o sistema desempeñe su función básica, durante un período de tiempo preestablecido. (Zapata, 2011).

$$R = e^{-\lambda x tiempo} \dots \dots \dots (8)$$

$$\lambda = \text{Tasa de fallas} = \frac{1}{MTTF} \dots \dots \dots (9)$$

### 1.3.7. Calidad de suministro eléctrico – caso AMT PAJ002 de Paijan

Se consideran las siguientes normas de referencia:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, DS 020-1997-EM (NTCSE).
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER). Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE.
- Procedimiento “Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.
- Resolución de consejo directivo Osinergmin Anexo 13 N° 590-2007- OS/CD

Tabla n°03: Valores límites de calidad de suministro eléctrico según el sector típico:

Sector Típico	Valores limites	Indicadores	Tolerancias
2	Por usuario afectado (NTCSE)	NIC: Número de interrupciones por cliente.	8 /sem.
		DIC: Duración de interrupciones por cliente.	13 horas/sem
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.	5 /año
		SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del sistema.	9 horas/año
3	Por usuario afectado (NTCSE)	NIC: Número de interrupciones por cliente.	8 /sem.
		DIC: Duración de interrupciones por cliente.	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.	7/año
		SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del sistema.	12 horas/año
4 y 5	Por usuario afectado (NTCSER)	NIC: Número de interrupciones por cliente.	10 /sem.
		DIC: Duración de interrupciones por cliente.	25 y 40 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.	12 y 16/ año
		SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del sistema.	24 y 40 horas/año

Fuente: Osinerming

Tabla n°04: Desempeño Esperado

Sectores típicos de distribución	año 2013		año 2014		año 2015 en adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

Fuente: Anexo 13 Res 590-2007- OS/CD

Mediante la aplicación del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” aprobado con Resolución N° 074-2004-OS/CD, se evalúa el desempeño de las empresas concesionarias de distribución en relación a la operación de sus instalaciones de media tensión.

Para ello se efectúa la supervisión por resultados que involucra a los indicadores SAIFI y SAIDI evaluados a nivel de sistema eléctrico.

### 1.3.8. Indicadores de performance establecidos:

#### Indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros). (OSINERGMIN, 2018)

#### Indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc. (OSINERGMIN, 2018)

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i * u_i)}{N} \dots\dots\dots(10)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n (u_i)}{N} \dots\dots\dots(11)$$

Donde:

$t_i$  = Duración de cada interrupción "i" (medido en horas).

$U_i$  = Número de usuarios afectados en cada interrupción "i".

$n$  = Número de interrupción por periodo.

$N$  = Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

#### **1.4. Formulación de problema:**

¿En qué medida el estudio de coordinación de protección eléctrica permitirá dimensionar y seleccionar la tecnología necesaria para mejorar la confiabilidad del alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paijan?

#### **1.5. Justificación del estudio**

El sistema de protección del alimentador de media tensión PAJ002 está basado en fusibles inoperativos y puestas a tierra (obsoletos que ya no cumplen con su función por haberse cumplido su vida útil). Estos equipos tienen como característica principal que protegen con cierto nivel de aceptabilidad, sólo ante fallas entre fases más no así para fallas a tierra (que son más peligrosas, debido a que siempre se corre el riesgo de que se electrocuten las personas), además no tienen la capacidad de registrar eventos, no miden parámetros eléctricos, no son confiables en su actuación, etc.

En los últimos meses, se registran una cierta cantidad de reclamos por la mala calidad del suministro y que en muchos casos estos reclamos son derivados al Osinergmin, quienes han solicitado una serie de descargos por parte de las concesionarias que no satisfacen a plenitud los requerimientos de los usuarios.

Entonces, cuando un sistema eléctrico presenta ineficiencia de operación, trae consigo desagradables secuelas para los usuarios, por ejemplo, el deterioro de sus electrodomésticos a causa de perfiles inadecuados de tensión y suspensión de diversas actividades por prolongadas interrupciones de energía eléctrica.

La empresa concesionaria, también tolera estas consecuencias, con elevadas compensaciones por consumo de energía, que se traducen en pérdidas económicas para la empresa.

Mientras más elevados sean los valores establecidos de los indicadores de calidad de suministro de una empresa concesionaria, estos demuestran mayor ineficiencia en la operación de sus redes, desprestigiando a la misma frente a otras empresas similares.

Los sistemas de protección existentes en la línea de media tensión no cuentan con equipos automáticos para obtener datos del alimentador, eventos de fallas, toma de cargas, medición y control desde una estación, teniendo que desplazarnos a puntos muy lejanos. Con los nuevos equipos de protección automáticos que se implementará se quiere optimizar tiempos para la reposición del servicio eléctrico, y mejor la confiabilidad y continuidad del alimentador.

## **1.6. Objetivos**

### **1.6.1. Objetivo principal:**

Realizar el estudio de coordinación de protección para seleccionar la tecnología que permita reducir la cantidad y duración de interrupciones, garantizando la confiabilidad del suministro eléctrico.

### **1.7. Objetivos específicos:**

- Seleccionar y programar adecuadamente los equipos de protección según estudio de coordinación realizado.
- Determinar la confiabilidad actual del sistema eléctrico
- Optimizar los tiempos de atención de las averías, reduciendo los indicadores de performance establecidos en la NTCSE y NTCSE.
- Cumplir la función de protección y maniobras ante eventuales fallas protegiendo la seguridad pública e instalaciones eléctricas existentes.
- Estimar la confiabilidad nueva, con el sistema de protección dimensionado y seleccionado, determinando la mejora prevista.
- Detectar los tipos y minimizar el tiempo de localización de fallas ocasionadas en las instalaciones eléctricas.
- Realizar el análisis económico: inversiones, costos de mantenimiento, de operación, beneficio neto, etc.

- Realizar el análisis financiero de la inversión a realizar: Tasa interna de retorno, Valor actual neto, período de retorno de la inversión.

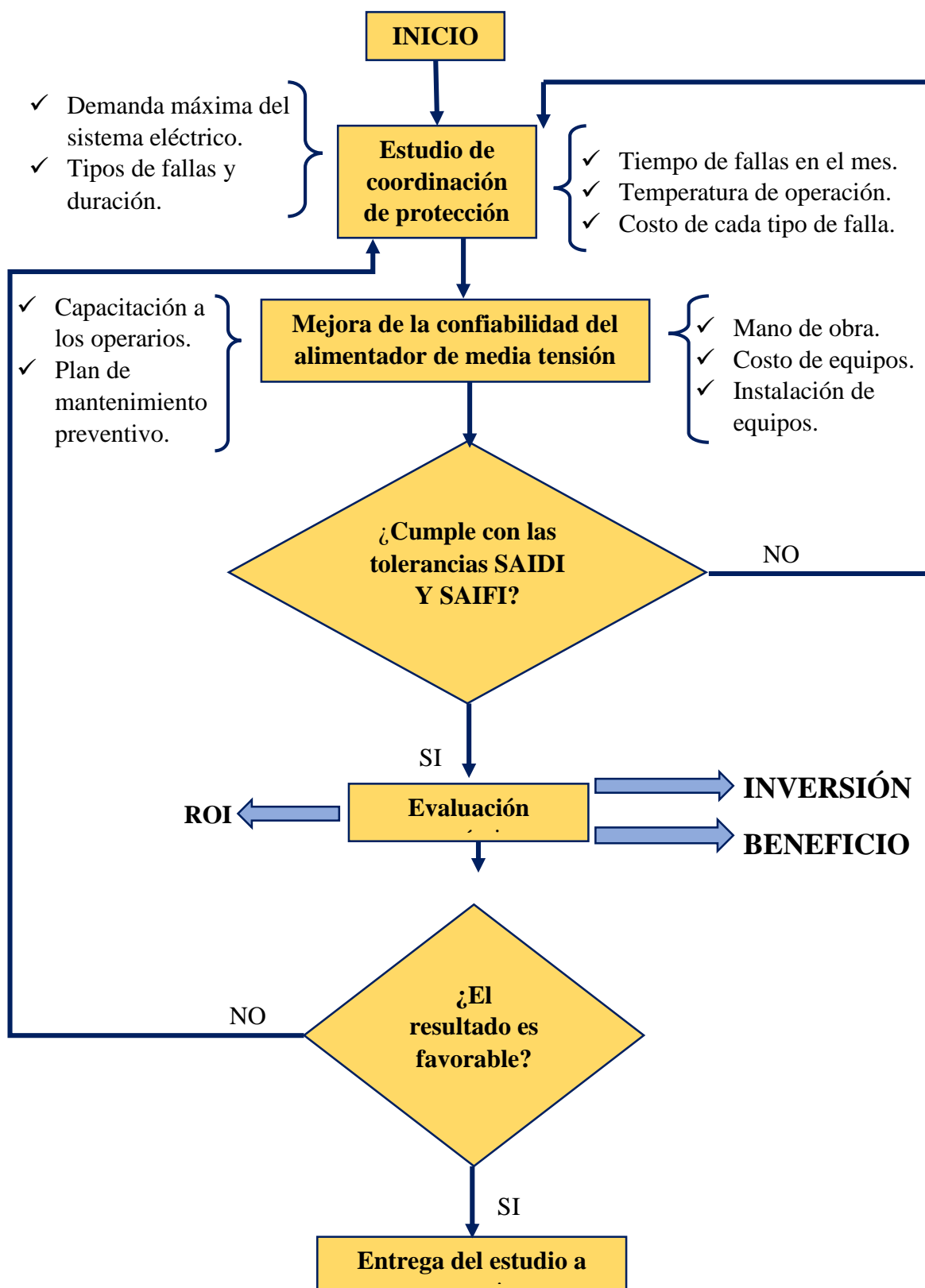
## **2. MÉTODO**

### **2.1. Diseño de Investigación:**

La presente investigación será aplicada, debido a que se trata de resolver un problema de suministro eléctrico usando el método científico como referencia, aplicando la tecnología y coordinación para el sistema de protección del alimentador PAJ002, mediante el cual aumentaremos la confiabilidad y reduciremos costos al sistema eléctrico de distribución.



Procedimiento de la investigación:



## 2.2. Variables, operacionalización de variables

### Variable Independiente:

Estudio de coordinación de protecciones.

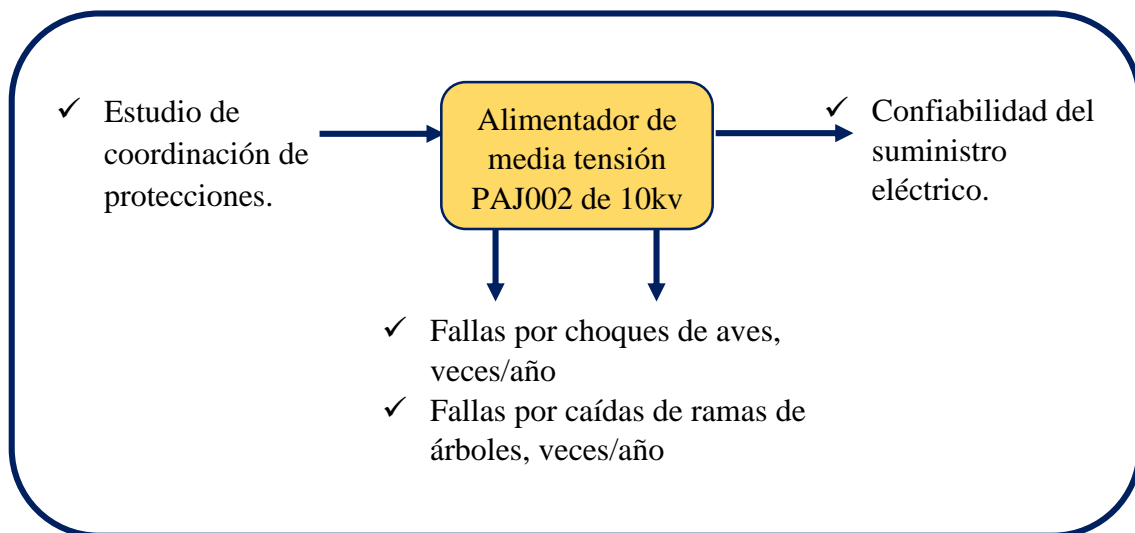
### Variable dependiente:

Confiabilidad del suministro eléctrico.

### Variables intervinientes:

Fallas por choques de aves, veces/año

Fallas por caídas de ramas de árboles, veces/año



VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA
<b>Independiente:</b>				
Estudio de coordinación.	Está dado por un “conjunto de elementos colocados para cumplir una función específica dentro de una cadena”.	Consiste en un estudio organizado tiempo – corriente de todos los dispositivos en serie desde la carga hasta la fuente.	SAIFI SAIDI	1 año
<b>Dependiente:</b>				
Confiabilidad del suministro eléctrico.	Capacidad de un equipo a desempeñar una función requerida, en condiciones establecidas durante un período de tiempo determinado	El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante flujos de carga o balances de energía.	MTTF MTTR	(0%; 100%)

### 2.3. Población y muestra:

**Población:** Los alimentadores de media tensión del patio de llaves Paijan, perteneciente a la concesionaria Hidramida S.A.

**Muestra:** Alimentador en media tensión PAJ002 de 10kv en Paijan, propiedad de la concesionaria Hidrandina S.A.

### 2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad:

<b>TÉCNICA</b>	<b>INSTRUMENTO</b>	<b>OBJETO</b>	<b>OBJETIVOS</b>
<b>Observación</b>	Lista de cotejo	Alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paiján	Conocer el alimentador trifásico en MT y sus componentes, Tipos, capacidades e interacción de variables de proceso.
<b>Entrevistas</b>	Hoja de entrevista	Personal de operación y de mantenimiento eléctrico.	Definir aspectos operativos, de mantenimiento eléctrico, que permitan hacer un análisis de confiabilidad del alimentador
<b>Mediciones</b>	Multímetros eléctricos industriales portátiles	Conexiones de equipos eléctricos, de transporte y protección.	calcular los valores reales actuales de los parámetros eléctricos que permitan determinar la capacidad y tipo del sistema nuevo de protección
<b>Análisis registro de datos</b>	Hoja de Registro de variables de proceso	Alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paiján	Determinar frecuencia de mantenimiento eléctrico, fallas, reemplazos de equipos y estimar su vida útil, para posibles reemplazos.

### **Optimización de la confiabilidad por la instalación de equipos:**

En un alimentador de media tensión real, puede decirse que, las cargas se concentran en nodos y tienen valores muy diferentes, la topología del alimentador exhibe tramos con distintos entornos, que modifican el valor de la tasa de fallas y su condición, por lo tanto, los tiempos de reparación, pueden ser diferentes según las características geográficas y climáticas de la zona.

Desde tales consideraciones, la caracterización del problema de ubicación óptima de equipos se consideró los siguientes:

- Instalación de 02 Reconectador trifasico, 27kv, 125 kvp, c/trafo 22.9/0.22kv, 0.05kva, 125 kvp [0-1000] msnm.
- Instalación de 06 Seccionadores tipo Cut-Out 15KV, 100A, con fusible tipo T.
- Instalación de 90 fusibles tipo T en seccionamiento.
- Instalación de 02 Puesta a tierra con electrodo 2.40m.
- Instalación de 02 retenidas simples.

Los detalles de cada instalación se muestran en anexos, indicando: plano de ubicacion, tipos de armados, etc.

### **Descripción de instalación de la Puesta a Tierra**

Para el caso de los **equipos recloser** se instalará un pozo a tierra el mismo que deberá ir conectado al equipo recloser, tablero de control, seccionador cut out.

Para el caso de la estructura existente en las que se instalará el recloser, se está proponiendo instalar una puesta a tierra por el exterior del poste con tubos de F°G° de 1.5"F x 6.40m, la misma que será fijada al poste con cinta band it.

Además, se empleará tierra de chacra o tierra agrícola para poder obtener los valores deseados.

### **Criterios básicos de diseño eléctrico**

El acogimiento de los criterios de diseño eléctrico y mecánico de los equipos de protección se ha desarrollado considerando los niveles de tensión del alimentador de media tensión, de tal forma que se desarrollará adecuadamente la instalación de los equipos de protección y seccionamiento.

## Nivel de tensión 10 kv

Se considerará el límite máximo de pérdida de potencia y caída de tensión considerada en el transformador de distribución que alimenta el alimentador será:

Límite máxima caída de tensión : 5%

Límite máxima pérdida potencia : 2%

Para los cálculos de los aisladores de los equipos eléctricos a instalarse en el alimentador, se considera un factor de corrección por altitud es igual a 1 (altitud menor a 1000 msnm).

Para el alimentador de media tensión de 10kv se considera los siguientes datos:

Tensión nominal del alimentador PAJ002 : 10,0 kV

Tensión máxima que opera el alimentador : 12,0 kV

Tensión de mantenimiento a la propulsión tipo rayo 1,2/50: 75 kVp

Tensión de sostenimiento de corta duración : 28 kVef

Frecuencia Industrial : 60 Hz

## 2.5.Métodos de análisis de datos:

Se aplicará a las variables y parámetros de la muestra de estudio, aplicando la estadística descriptiva, para resolver información en términos cuantitativos para que de alguna manera se le dé un significado. Luego de tener valores promedios de las variables principales: Tensión, intensidad, factor de potencia, impedancias, frecuencia de fallas etc, se aplicará la ingeniería básica para convertir en información como: potencias, energías, costos, rendimientos, que permitan tomar decisiones de dimensionamiento del equipos y selección de nueva tecnología de protección eléctrica en Media Tensión.

Para el análisis de datos del servicio eléctrico del alimentador PAJ002, nos basamos en las siguientes normas establecidas en el Perú: (NTCSE, NTCSE)

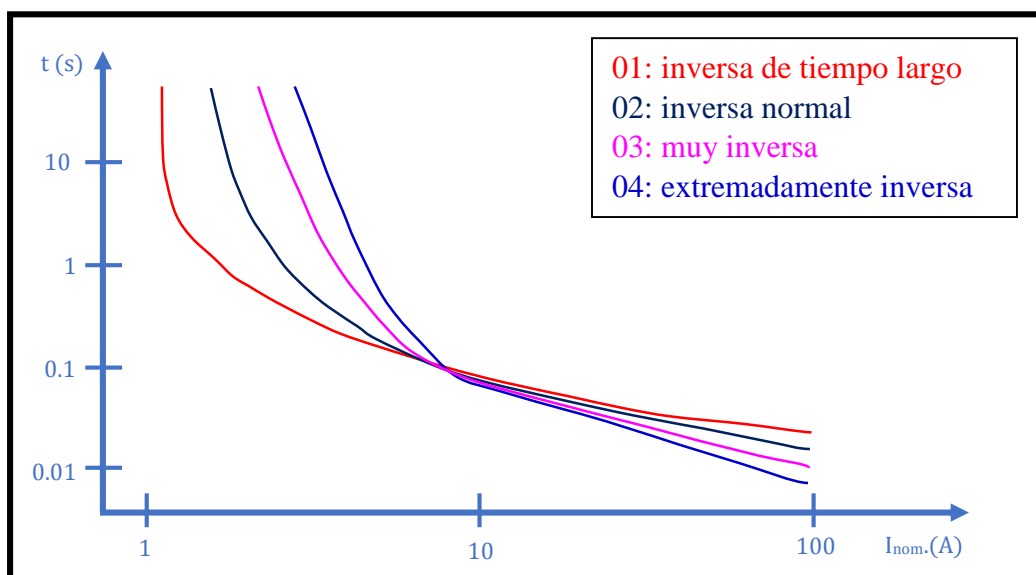


Figura N°11: Grafica de curva tiempo –corriente

Fuente: (NTCSE, NTCSE)

### 3. RESULTADOS

#### 3.1. Determinar la confiabilidad actual del sistema

##### 3.1.1. Evolución SAIFI y SAIDI en distribución:

En la siguiente tabla y figura muestra la evolución de los indicadores de performance establecidos SAIFI y SAIDI de distribución, considerando desde el año 2015 al 2016, que corresponde al alimentador de Media Tensión PAJ002 de Paijan, observando que se exceden a más de 1, 3 y 4 veces de su valor límite.

Tabla N°05: Evolución SAIFI y SAIDI de distribución

Instalación causante	Año 2015		Año 2016		Año 2017	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
<b>Distribución</b>	21.36	49.21	23.41	45.81	11.34	51.57
<b>Limite</b>	5	9	5	9	5	9
<b>Excedencia</b>	327.2%	446.8%	368.2%	409.0%	126.8%	473.0%

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L - Elaboración propia

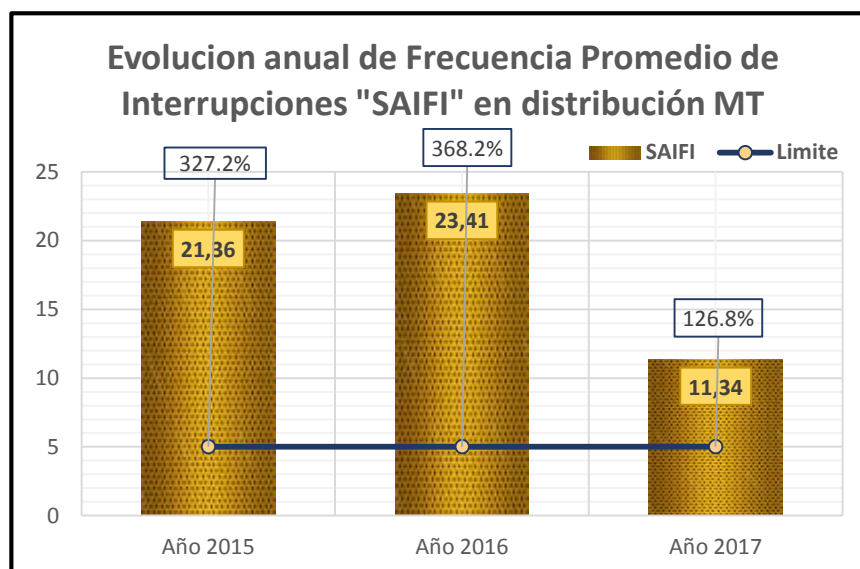


Figura N° 12: Evolución SAIFI y SAIDI de distribución  
Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L - Elaboración propia

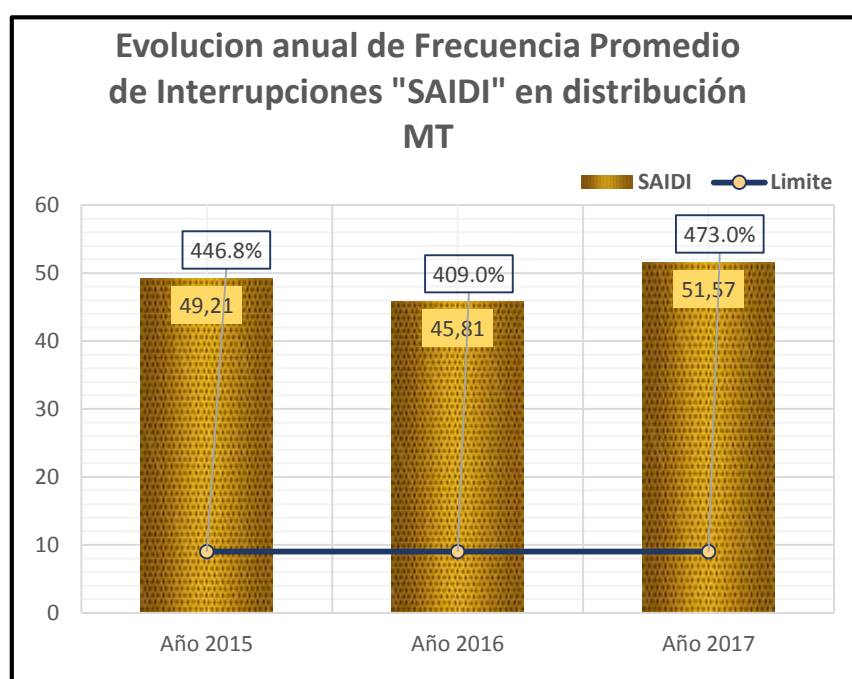


Figura N° 13: Evolución SAIFI y SAIDI de distribución  
Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L - Elaboración propia

Observando el año 2017, se excede en 126.8% y 473% de SAIFI y SAIDI de distribución respectivamente.



### 3.1.2. Interrupciones por Instalación Causante

El siguiente cuadro y figura muestra las interrupciones por instalaciones causante del sistema eléctrico que interfiere al alimentador de media tensión PAJ001 de patio Paijan durante el año 2017.

Tabla N° 06: SAIFI y SAIDI por instalación causante – Año 2017.

Instalación Causante	SAIFI	Porcentaje (%)	SAIDI	Porcentaje (%)
Transmisión	7.70	40%	18.87	27%
Distribución MT	11.34	60%	51.57	73%
Distribución BT	0.00	0%	0.00	0%
Total	19.04	100%	70.44	100%

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

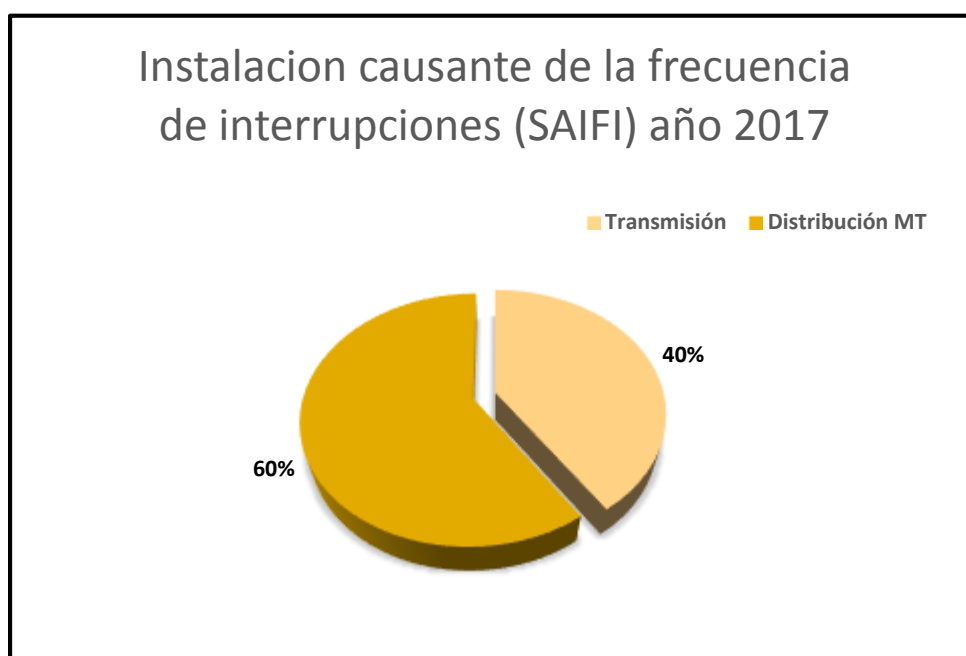


Figura N° 14: SAIFI por instalación causante – Año 2017

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. - Elaboración propia

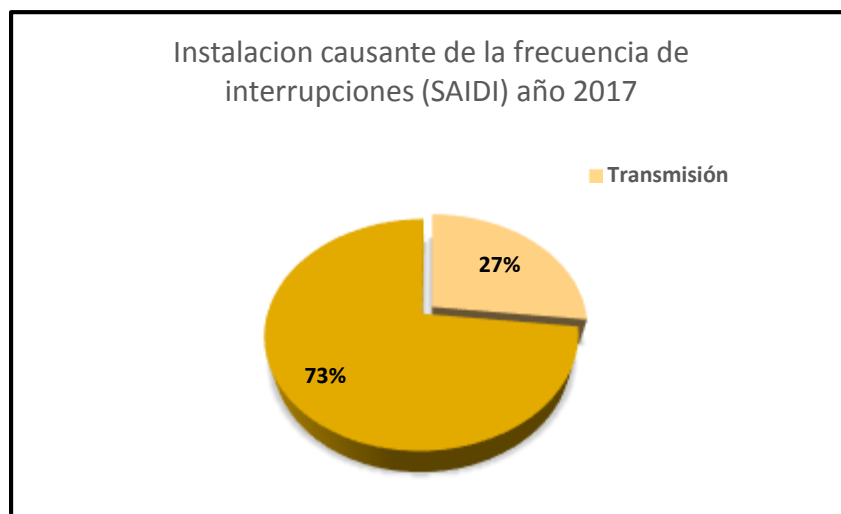


Figura N° 15: SAIDI por instalación causante – Año 2017

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

De la tabla N° 15 se observa que la frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI) y la duración promedio de interrupciones (SAIDI) con incidencia en zonas de Distribución hicieron un total de 11 veces promedio y 51 horas promedio de interrupciones, durante el año 2017.

### 3.1.3. Causa de interrupciones

En la siguiente tabla se identifica una principal causa de la frecuencia de interrupciones (SAIFI) y la duración de interrupciones (SAIDI) fue por fallas transitorias, lo que originaron fallas en los ramales sector norte (Macabi Bajo) y sector sur (Garrapon y Mocan).

Tabla N° 07: SAIFI y SAIDI por causa de interrupción – Año 2017.

Causas de interrupción	N° Suministro	SAIFI	SAIDI
Caída conductor red	8152	0.73	8.09
<b>Fallas transitorias</b>	<b>8176</b>	<b>6.60</b>	<b>24.04</b>
Corte de emergencia	8150	1.00	6.97
Otros - Fenómenos Naturales	8168	0.82	3.49
Contacto entre conductores	8168	2.20	8.98
<b>Total</b>		<b>11.35</b>	<b>51.57</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

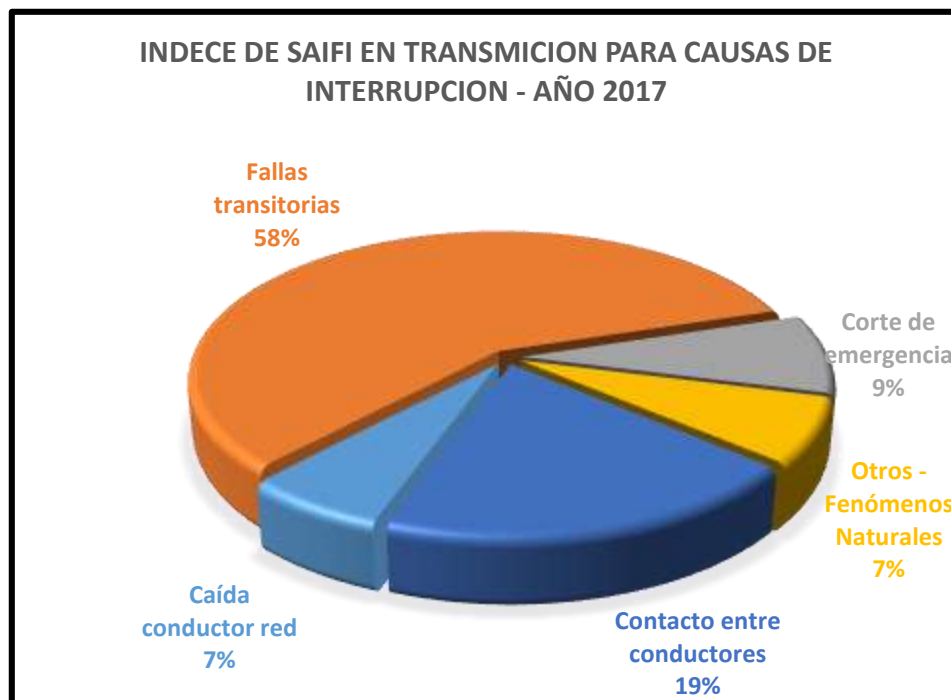


Figura N° 16: SAIFI por causa de interrupción – Año 2017

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

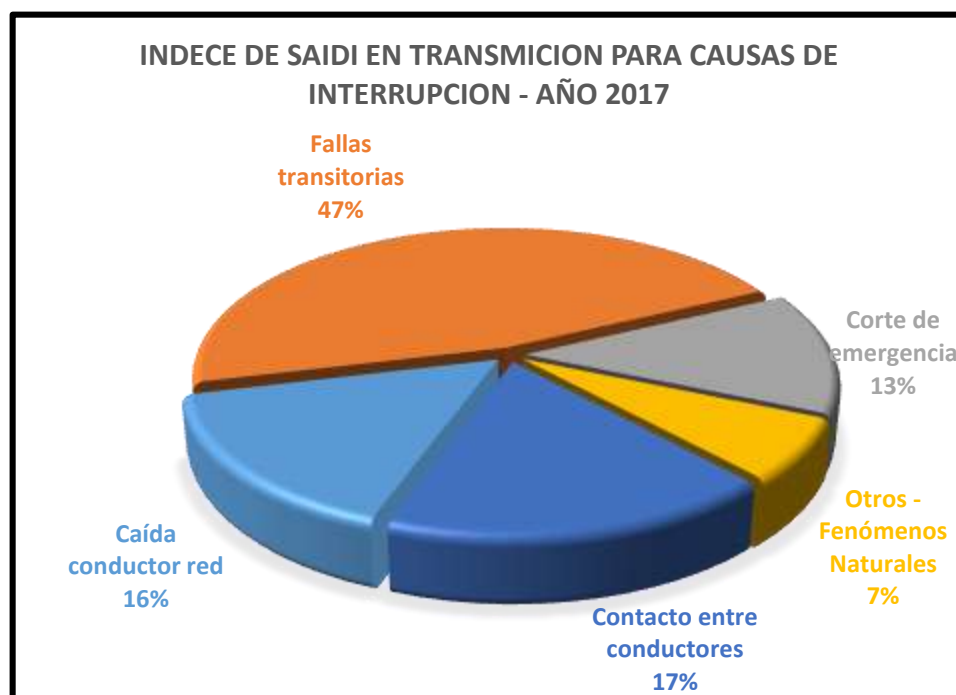


Figura N°17: SAIDI por causa de interrupción –Año 2017.

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

La causa de interrupción fallas transitorias presentó un SAIFI de 19.16 y un SAIDI de 24.04 con un 56% y 47% de incidencia en las líneas de distribución respectivamente.

N°	MES	TIPO DE FALLA	ALIMENTADOR	DURACIÓN DE LA FALLA	TENSIÓN	TOTAL DE FALLAS POR MES
1	ENERO	FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	4	10KV	4
2		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	3	10KV	
3		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	3.4	10KV	
4		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	4.4	10KV	
5	FEBRERO	CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	5.8	10KV	3
6		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	4	10KV	
7		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	5	10KV	
8	MARZO	CAIDA DE CONDUCTOR	PAJ002	10	10KV	3
9		FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	4	10KV	
10		FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	3	10KV	
11	ABRIL	CORTES DE EMERGENCIA	PAJ002	8	10KV	5
12		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	5	10KV	
13		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	4.2	10KV	
14		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	4	10KV	
15		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	5	10KV	
16	MAYO	FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	4	10KV	4
17		CORTES DE EMERGENCIA	PAJ002	9	10KV	
18		CORTES DE EMERGENCIA	PAJ002	6	10KV	
19		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	3.3	10KV	
20	JUNIO	CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	5.7	10KV	4
21		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	6	10KV	
22		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	4.5	10KV	
23		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	2	10KV	
24	JULIO	FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	5	10KV	3
25		CORTES DE EMERGENCIA	PAJ002	5	10KV	
26		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	3	10KV	
27	AGOSTO	FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	1	10KV	2
28		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	4.5	10KV	
29	SEPTIEMBRE	CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	4.9	10KV	5
30		FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	4.6	10KV	
31		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	3.4	10KV	
32		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	2.6	10KV	
33		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	3	10KV	
34	NOVIEMBRE	CAIDA DE CONDUCTOR	PAJ002	12	10KV	3
35		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	2.5	10KV	
36		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	3.4	10KV	
37	DICIEMBRE	FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	3	10KV	4
38		CONTACTO ENTRE CONDUCTORES	PAJ002	3.1	10KV	
38		FALLAS TRANSITORIAS	PAJ002	2.1	10KV	
40		FENÓMENOS NATURALES	PAJ002	5.3	10KV	
			TOTAL HORAS	181.7	TOTAL FALLAS /AÑO	40

Tabla N°08: Medición de fallas por mes

Fuente: recopilación de datos de concesionaria de HIDRANDINA.

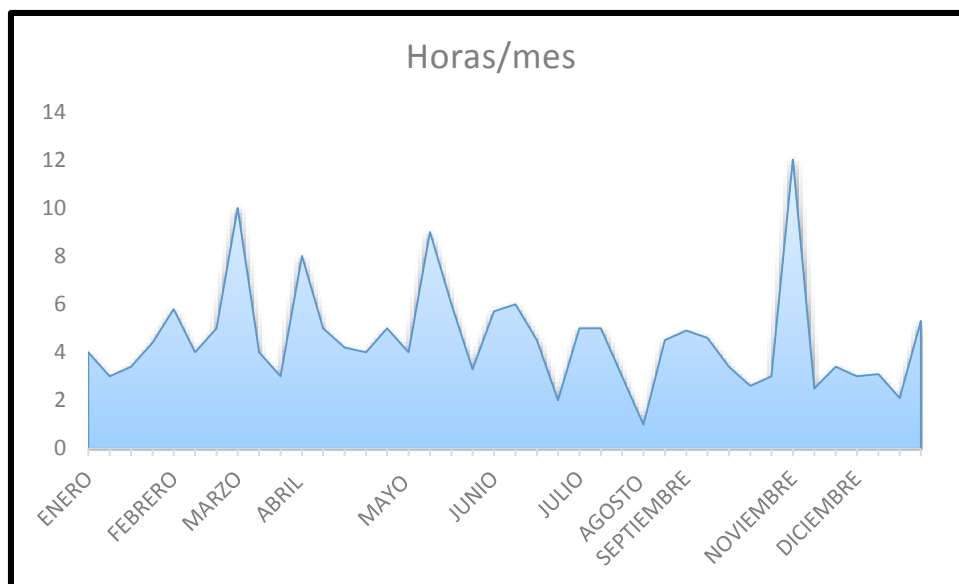


Figura N° 18: horas de falla mensual registradas en el 2017 en cada mes

Fuente: recopilación de datos de concesionaria de Hidrandina

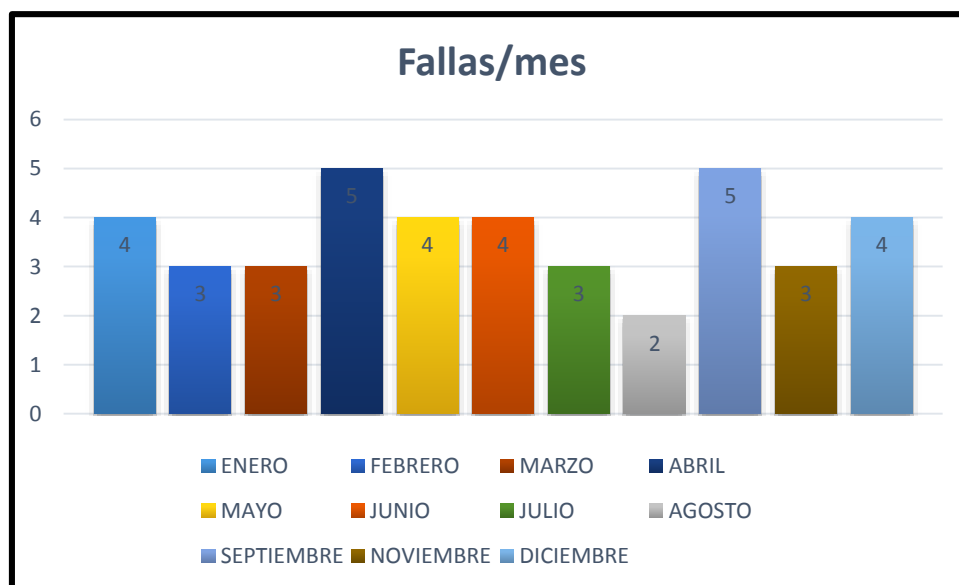


Figura N° 19: veces que ha fallado el sistema por mes en el 2017

Fuente: recopilación de datos de concesionaria de hidrandina

### 3.2.Datos del tiempo de operación del alimentador PAJ0002

Obtenemos los datos de operación del alimentador para poder calcular el tiempo neto de producción, tiempo de falla y el tiempo programado de operación.

$$\text{Días al año} = 365 \frac{d}{\text{año}}$$

$$\text{Horas al día} = 24 \frac{h}{d}$$

$$\text{Horas al año} = 8760 \frac{h}{\text{año}}$$

$$\text{Mantto programado} = 18 \frac{h}{\text{año}}$$

#### 3.2.1. Cálculo de la disponibilidad actual del sistema eléctrico

Con los siguientes datos procedimos a calcular cada uno de los parámetros para así obtener la disponibilidad actual del sistema eléctrico.

Calculamos el tiempo programado de operación el alimentador en el año.

$$TPP = 8760 - 18 = 8742$$

Realizamos la sumatorias de las horas de falla para tener el tiempo de falla anual.

$$TTR = \sum \text{horas de falla} = 181.7$$

Restamos el tiempo programado de operación con el tiempo de falla, lo que nos da es el tiempo neto de operación del sistema eléctrico.

$$TNP = TPP - TTR = 8742 - 181.7 = 8560.3$$

Con todos los parámetros calculados procedemos a reemplazarlos en la ecuación de la disponibilidad, obteniendo la disponibilidad anual del sistema eléctrico

$$D_{\text{anual}} = \frac{8560.3}{8742} = 97.92 \%$$

Nos da un resultado de la disponibilidad baja debido a la cantidad de horas de falla que tiene el sistema eléctrico.

Para el cálculo de confiabilidad actual necesitamos el número de falla al año.

$$N^{\circ} \text{ de falla al año} = 40 \frac{f}{\text{año}}$$

Luego calculamos el tiempo medio operación hasta la falla

$$MTTF = \frac{8560.3}{40} = 214.0025$$

Debido al resultado del MTTF, Se toma un tiempo para analizar la confiabilidad de 220 horas.

$$T = 220 \text{ h}$$

Reemplazamos el tiempo medio de operación hasta la falla, calculado la tasa de falla.

$$Tasa \text{ de falla} = \lambda = \frac{1}{214.0025} = 0.00467273$$

Finalmente procedemos a calcular la confiabilidad del sistema eléctrico en un tiempo de 220h.

$$R_{actual} = e^{-0.00467273 \times 220} = 35.77\%$$

### **3.3. Selección y programación adecuadamente de equipos de protección según el estudio de coordinación realizado.**

#### **3.3.1. Tipos de recloser:**

**MODELO 1:** Recloser TAVRIDA ELECTRIC OSM 27 – 27KV (PROMELSA).

**MODELO 2:** Reconectador en Vacío Uso Exterior OVR-3SP – 27KV (ABB).

**MODELO 3:** Reconectador de vacío con aislamiento sólido para el sistema de distribución de energía EVR C2A – 27KV (ENTEC).

Tabla N°09: Comparación de recloser.

DESCRIPCIÓN	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3
Altitud (m.s.n.m.)	0-1000	0-1000	0-1000
Tensión máxima del sistema (kv):	27	27	27
Corriente Nominal (Amp):	630	630/800/1000	630/1000
Frecuencia Nominal de Operación (Hz):	60	50/60	50/60
Tensión prueba en seco 60 Hz 1 Min.:	50kv	60kv	60kv
Tensión prueba en húmedo 60 Hz 10 Seg.:	60kv	50kv	50kv
Operaciones mecánicas (ciclos):	30000	10000	10000
Máximo tiempo interrupción (Seg.):	0.030	0.030	0.030
Máximo tiempo cierre (Seg.):	0.060	0.055	0.055
Temperatura operación (°C):	-60 a +55	40° a +70	-25 a +70
Mecanismo de actuación	Actuador magnético monoestable	Actuador magnético monoestable, manual, teleoperado a través de internet	Actuador magnético monoestable, manual
Peso (Kg.)	243	253	244

Fuente: elaboración propia.

Realizada la comparación, por parámetros y características se selecciona el Modelo 3, EVR C2A – 27KV (ENTEC). Que cuenta con aislamiento solido con actuador magnético totalmente encapsulado con interruptores al vacío.



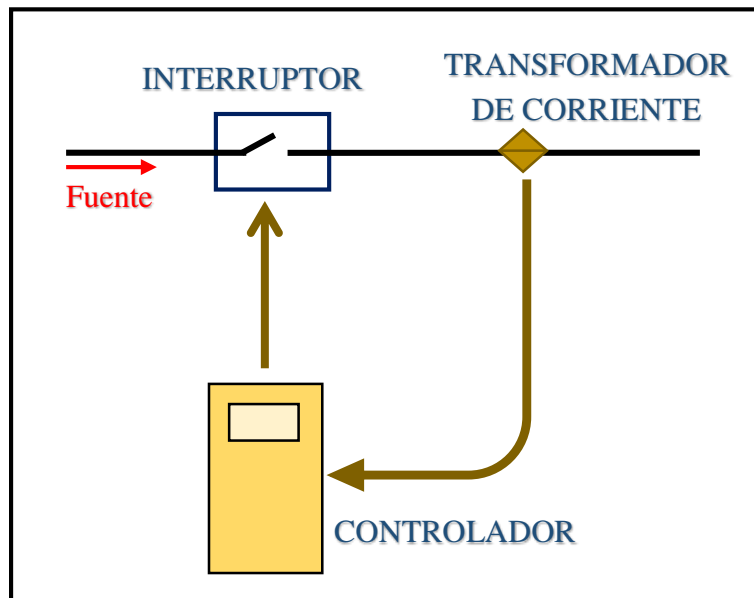


Figura N° 20: Funcionamiento básico del recloser

Fuente: Elaboración propia

**Funcionamiento del recloser:** El transformador de corriente transforma la corriente primaria en una corriente más reducida que alimenta a gabinete de control (controlador). A esta corriente se denomina corriente secundaria, si esta corriente supera el valor de arranque durante un tiempo específico, el controlador emite una orden de disparo y hace que el interruptor de potencia interrumpa la ruta actual.

La relación entre el tiempo de corriente y el tiempo de retardo se define mediante la curva característica de disparo (grafica de tiempo corriente), en la cual indica que el controlador se activara más rápido debido a una sobre corriente mayor.

### Descripción general:

#### Interruptor del recloser.

- Cámaras de Interrupción en vacío.
- Actuador magnético.

#### Gabinete de Control.

- Caja de relé para protección y control.
- Banco de baterías.
- UPS.

### Accesorios.

- Cable umbilical de control (principal y auxiliar.)
- Cable de alimentación 220 VAC y comunicación local.
- Software ETIMS Interfase.
- Estructura para soporte del recloser.

El recloser ENTEC tipo EPR, es un interruptor de recierre provisto de cámaras de interrupción en vacío (01 por fase) aisladas en resina.



Figura N° 21: Interruptor del recloser.

Fuente: Ficha técnica de reconectador automático Entec.

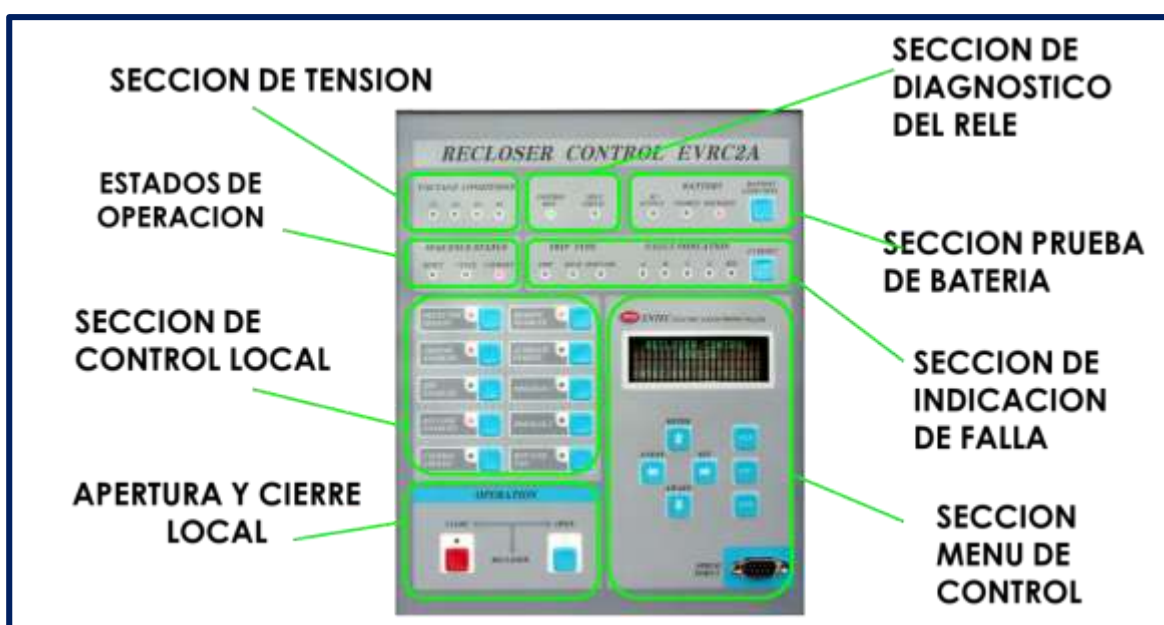


Figura N° 22: Interface de gabinete de control.

Fuente: Ficha técnica de reconectador automático Entec.

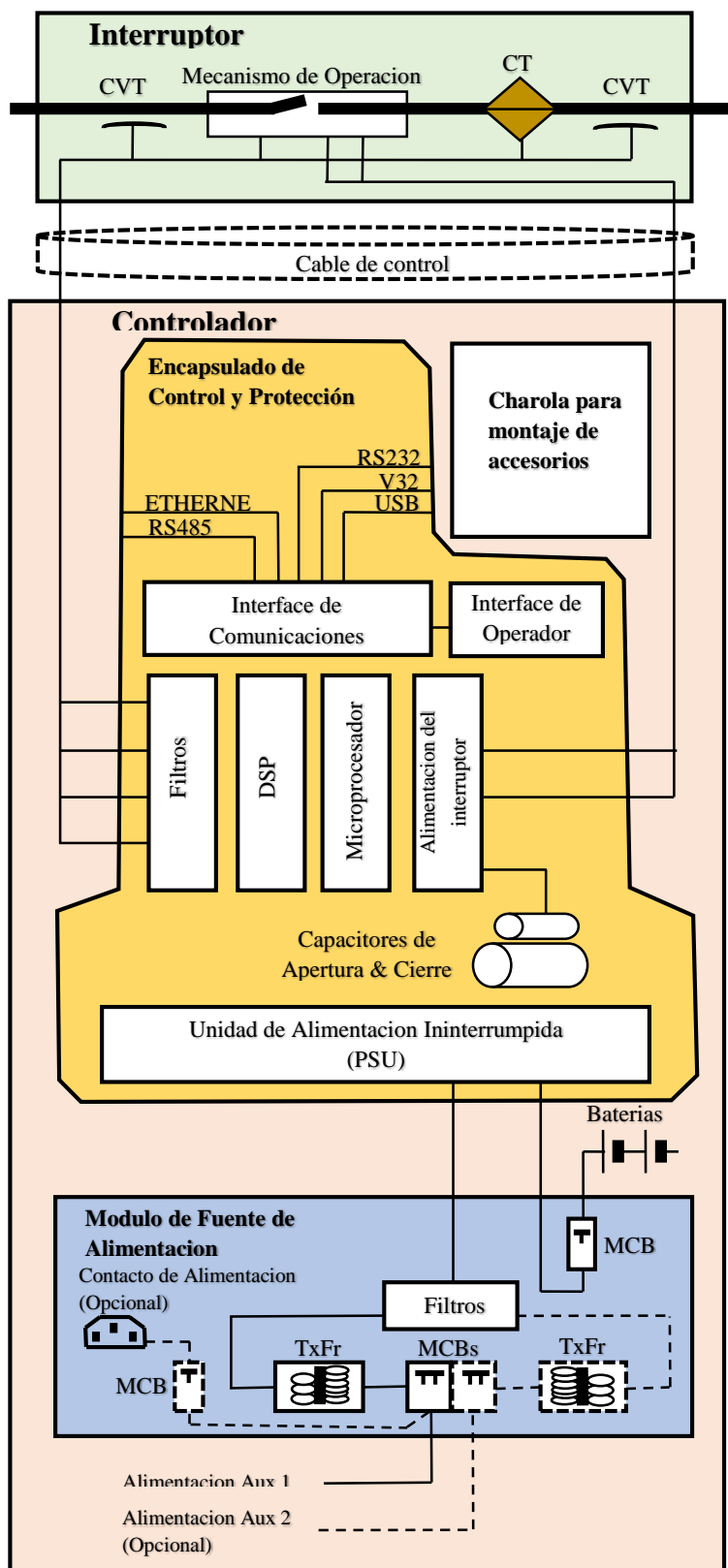


Figura N° 23: Diagrama de bloques del reconector automático

Fuente: ficha técnica de Reconector automático - elaboración propia

### 3.3.2. Intensidad de corto circuito de la red del alimentador PJ0002 Paijan

Teniendo todos los parámetros del sistema eléctrico procedemos a calcular la intensidad nominal y la intensidad de corto circuito

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times V}$$

$S_{cc} = \text{POTENCIA DE CORTO CIRCUITO}$

$V = \text{TENSIÓN DE LA RED}$

DATOS DE LA RED

$$V_{1n} = 34.5kv$$

$$V_{2n} = 10kv$$

$$S_n = 3 \text{ MVA}$$

$$P_n = 2.55 \text{ Mw}$$

$$S_{cc} = 200 \text{ MVA}$$

$$\cos\phi = 0.85$$

$$I_n = \frac{3000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10000}$$

$$I_n = 173.20 \text{ amp}$$

Sabiendo que la potencia de corto circuito la cual obtenemos de la concesionaria a cargo del sistema eléctrico que es SCC=200 MVA procedemos a calcular la intensidad de corto circuito.

$$I_{ccp} = \frac{200 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 10000}$$

$$I_{ccp} = 11.547 \text{ kamp}$$

### 3.3.3. Cálculo de la resistencia de los sistemas de puesta a tierra

Cálculo de Resistencia de un (01) Pozo de puesta a tierra Proyectado: (R1)

Para electrodos verticales la resistencia a tierra está dada por:

$$R_1 = \left( \frac{\rho_e}{2\pi L} \right) \ln \left( \frac{2L}{\alpha} \right)$$

Dónde:

$\rho_e$  = Resistividad equivalente del terreno ( $\Omega$ -m)

$L$  = Longitud de la barra = 2.40 m

$\alpha$  = Radio de la barra ( $3/4''\phi$ ) = 0.0095 m

$R$  = Resistencia a tierra de la barra ( $\Omega$ )

Determinación de la resistividad equivalente ( $\rho_e$ ):

$$\rho_e = (\rho)(f_1)(f_2)$$

Dónde:  $\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m) = 200  $\Omega$ -m valor máximo de la zona

$\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m) = 156  $\Omega$ -m valor en el punto de instalación.

$f_1$  = Factor por uso de bentonita (2 dosis) = 0.25

$f_2$  = Factor por uso de tierra vegetal + compuesto químico = 0.35

$$\rho_e = (200)(0.25)(0.35) = 17.50 \Omega m$$

$$\rho_e = (156)(0.25)(0.35) = 13.65 \Omega m$$

Reemplazando valores en la formula general se obtiene:

$$R_1 = 7.22 \Omega \text{ (en la zona)}$$

$$R_1 = 5.63 \Omega \text{ (en el punto de instalacion)}$$

### 3.3.4. Cálculo de temperatura de los cables de la red

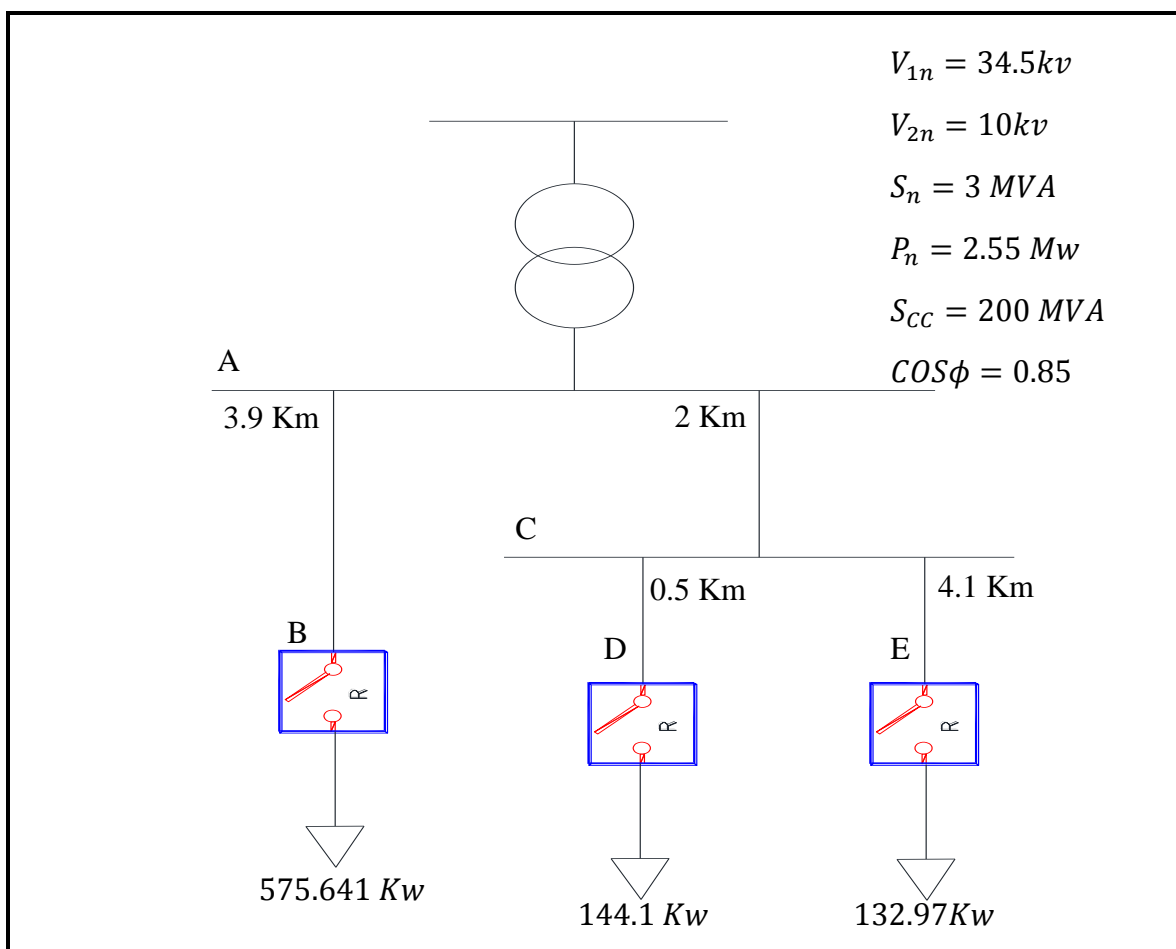


Figura N°24: diagrama unifilar del sistema eléctrico PJ002.

Fuente: elaboración propia.

Para realizar el análisis de la temperatura de los cables hacia la posición d los recloser realiza una simulación de las cargas para poder analizar tramo por tramo.

Tramo AB

$$T_{conduc} = 75 C^{\circ}$$

$$I_{conduc} = 145 amp$$

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \Omega / Km$$

Primero obtenemos la impedancia unitaria la cual lo multiplicamos por la distancia del tramo para poder tener la impedancia de todo el tramo.

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \times 3.9 = 6.549 \, \Omega$$

Calculamos la intensidad nominal del tramo AB

$$I_{ab} = \frac{575.641 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10000 \times 0.85}$$

$$I_{ab} = 39.009 \, amp$$

Teniendo la impedancia del tramo AB y la intensidad. Podemos calcular la tensión perdida del tramo AB.

$$\Delta V = I \times Z = 39.009 \times 6.549 = 256.0631 \, V$$

Ahora sacamos el porcentaje de caída de tensión que no sobrepase el 5% permitido por el CNE

$$\Delta V(\%) = \frac{256.0631}{10000} \times 100 = 2,56\%$$

Calculamos la potencia perdida del tramo AB

$$P_{pl} = 3 \times 6.301 \times 39.099^2 = 28.898 \, Kw$$

Para poder calcular la temperatura de operación del conductor primero calculamos el coeficiente de operación.

$$\alpha_{oper} = \frac{I_{ab}}{I_{conduc}} = \frac{39.009}{145} = 0.27$$

Reemplazamos el coeficiente de operación en la fórmula de la temperatura y calculamos.

$$T_{oper} = 30 + (90 - 30) \times 0.27^2 = 34.37 \, C^\circ$$

Tramo CD

$$T_{conduc} = 75 \, C^\circ$$

$$I_{conduc} = 145 \, amp$$

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \Omega / Km$$

Primero obtenemos la impedancia unitaria la cual lo multiplicamos por la distancia del tramo para poder tener la impedancia de todo el tramo.

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \times 0.5 = 0.839 \Omega$$

Calculamos la intensidad nominal del tramo CD

$$I_{ab} = \frac{144.1 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10000 \times 0.85}$$

$$I_{ab} = 9.7877 \text{ amp}$$

Teniendo la impedancia del tramo CD y la intensidad. Podemos calcular la tensión perdida del tramo CD.

$$\Delta V = I \times Z = 9.7877 \times 0.839 = 8.212 \text{ V}$$

Ahora sacamos el porcentaje de caída de tensión que no sobrepase el 5% permitido por el CNE

$$\Delta V(\%) = \frac{8.2112}{10000} \times 100 = 0.08212\%$$

Calculamos la potencia perdida del tramo CD

$$P_{pl} = 3 \times 0.839 \times 9.787^2 = 0.241 \text{ Kw}$$

Para poder calcular la temperatura de operación del conductor primero calculamos el coeficiente de operación.

$$\alpha_{oper} = \frac{I_{ab}}{I_{conduc}} = \frac{9.7877}{145} = 0.0675$$

Reemplazamos el coeficiente de operación en la fórmula de la temperatura y calculamos.

$$T_{oper} = 30 + (90 - 30) \times 0.0675^2 = 30.27 \text{ C}^\circ$$

Tramo CE

$$T_{conduc} = 75 \text{ C}^\circ$$



$$I_{conduc} = 145 \text{ amp}$$

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \Omega / Km$$

Primero obtenemos la impedancia unitaria la cual lo multiplicamos por la distancia del tramo para poder tener la impedancia de todo el tramo.

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \times 4.1 = 6.89 \Omega$$

Calculamos la intensidad nominal del tramo CE

$$I_{ab} = \frac{132.97 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10000 \times 0.85}$$

$$I_{ab} = 9.031 \text{ amp}$$

Teniendo la impedancia del tramo CE y la intensidad. Podemos calcular la tensión perdida del tramo CE

$$\Delta V = I \times Z = 9.031 \times 6.89 = 62.188 \text{ V}$$

Ahora sacamos el porcentaje de caída de tensión que no sobrepase el 5% permitido por el CNE

$$\Delta V(\%) = \frac{62.188}{10000} \times 100 = 0.622\%$$

Calculamos la potencia perdida del tramo CE

$$P_{pl} = 3 \times 62.188 \times 9.031^2 = 15.215 \text{ Kw}$$

Para poder calcular la temperatura de operación del conductor primero calculamos el coeficiente de operación.

$$\alpha_{oper} = \frac{I_{ab}}{I_{conduc}} = \frac{9.031}{145} = 0.0623$$

Reemplazamos el coeficiente de operación en la fórmula de la temperatura y calculamos.

$$T_{oper} = 30 + (90 - 30) \times 0.0623^2 = 30.23 \text{ C}^\circ$$

Tramo AC

$$T_{conduc} = 75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$I_{conduc} = 145 \text{ amp}$$

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \Omega / Km$$

Primero obtenemos la impedancia unitaria la cual lo multiplicamos por la distancia del tramo para poder tener la impedancia de todo el tramo.

$$Z_{unit.conduc} = (1.6156 + j0.459) \times 2 = 3.3590 \Omega$$

Calculamos la intensidad nominal del tramo AC

$$I_{ab} = \frac{292.526 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 10000 \times 0.85}$$

$$I_{ab} = 19.8694 \text{ amp}$$

Teniendo la impedancia del tramo AC y la intensidad. Podemos calcular la tensión perdida del tramo AC

$$\Delta V = I \times Z = 19.8694 \times 3.3590 = 66.7428 \text{ V}$$

Ahora sacamos el porcentaje de caída de tensión que no sobrepase el 5% permitido por el CNE

$$\Delta V(\%) = \frac{66.7428}{10000} \times 100 = 0.667\%$$

Calculamos la potencia perdida del tramo AC

$$P_{pl} = 3 \times 66.7428 \times 19.8694^2 = 79.048 \text{ Kw}$$

Para poder calcular la temperatura de operación del conductor primero calculamos el coeficiente de operación.

$$\alpha_{oper} = \frac{I_{ab}}{I_{conduc}} = \frac{19.8694}{145} = 0.137$$

Reemplazamos el coeficiente de operación en la fórmula de la temperatura y calculamos.

$$T_{oper} = 30 + (90 - 30) \times 0.137^2 = 31.12614 \text{ } ^\circ\text{C}$$

### 3.3.5. Diámetro medio geométrico del armado de poste de media tensión

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3}$$

$$DMG = \sqrt[3]{1 \times 1 \times 2} = 1.2599 \text{ m} = 125.99 \text{ cm}$$

$$RMG = 0.776 \times 6.4 = 2,4832 \text{ mm} = 0.248 \text{ cm}$$

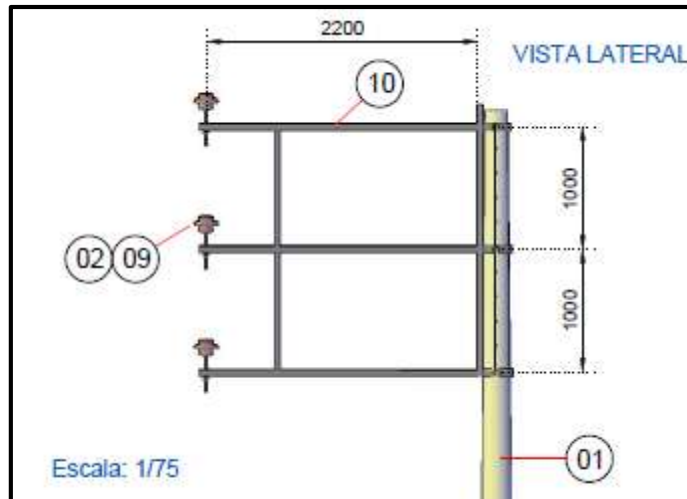


Figura N°25: diagrama unifilar del sistema eléctrico PJ002.

Fuente: elaboración propia.

### 3.4. Optimización de los tiempos de atención de las averías

Debido a que el recloser elimina las fallas temporales se reducen los parámetros de los indicadores NTCSE Y NTCSE

Tabla N°10: Datos de SAIFI y SAIDI actual

<b>ACTUAL</b>			
<b>CAUSAS DE INTERRUPCIÓN</b>	<b>N° SUMINISTRO</b>	<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>
Caída de conductor de red	8152	0.729873418	8.086075949
Fallas transitorias	8176	6.6	24.04182278
Cortes de emergencia	8150	1	6.968607595
Otro fenómenos naturales	8168	0.817974684	3.495240506
Contacto entre conductores	8168	2.2	8.979772152
<b>TOTAL</b>		<b>11.3478481</b>	<b>51.57151899</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L

Con la implementación del recloser

Tabla N°11: Datos de SAIFI y SAIDI planificado

<b>PLANIFICADO</b>			
<b>CAUSAS DE INTERRUPCIÓN</b>	<b>N°SUMINISTRO</b>	<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>
Caída de conductor de red	8152	0.73	1.46
Fallas transitorias	8176	0	0
Cortes de emergencia	8150	1	2
Otro fenómenos naturales	8168	0	0
Contacto entre conductores	8168	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>1.73</b>	<b>3.46</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.4.1. Comparación y mejoramiento de índices SAIFI y SAIDI - año 2017

Con la propuesta Estudio de coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del alimentador de media tensión PAJ002 de 10kv en Paján, así como la instalación de 02 Reconectador Automáticos, instalación de 02 Puestas a Tierra y cambio de 90 fusibles en seccionadores tipo Cut Out (de tipo K a T), protegiendo contra las fallas instantáneas, fallas por fenómenos naturales, etc., se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta manera se obtienen nuevos indicadores SAIFI y SAIDI, como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla N°12: SAIFI y SAIDI actual 2017 – planificado a Futuro.

ÍNDICE	ACTUAL	PLANIFICADO	LIMITA
SAIFI	11.35	1.73	5
SAIDI	51.57	3.46	9

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

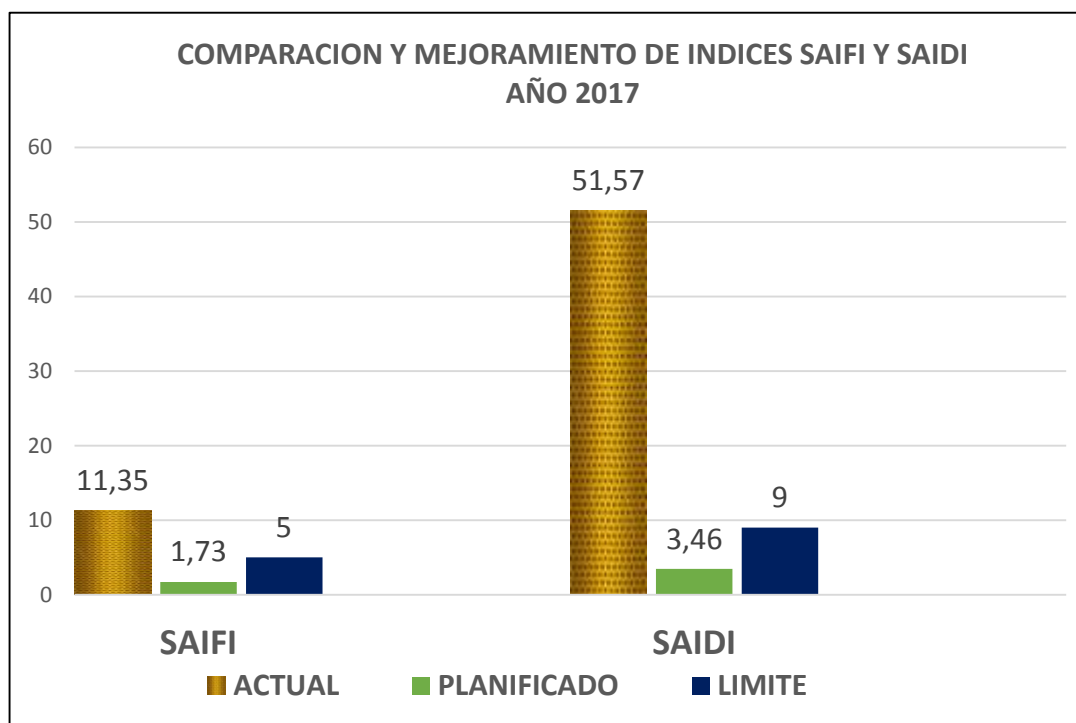


Figura N° 26: SAIFI y SAIDI actual

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L. Elaboración propia

### 3.5. Determinar la confiabilidad planificada para el sistema

#### 3.5.1. Datos del tiempo de operación del alimentador PJ0002

$$\text{Días al año} = 365 \frac{d}{\text{año}}$$

$$\text{Horas al día} = 24 \frac{h}{d}$$

$$\text{Horas al año} = 8760 \frac{h}{\text{año}}$$

$$\text{Mantto programado} = 18 \frac{h}{\text{año}}$$

Calculo de la disponibilidad actual

$$TPP = 8760 - 18 = 8742$$

$$TTR = \sum \text{horas de falla} = 12$$

$$TNP = TPP - TTR = 8742 - 12 = 8730$$

$$D_{\text{anual}} = \frac{8730}{8742} = 99.86 \%$$

#### Calculo de confiabilidad actual

$$\text{N° de falla al año} = 40 \frac{f}{\text{año}}$$

$$MTTF = \frac{8730}{40} = 1455$$

Debido al resultado del MTTF actual, Se toma un tiempo para analizar la confiabilidad de 220 horas.

$$T = 220 \text{ h}$$

$$\text{Tasa de falla} = \lambda = \frac{1}{1455} = 0.000687285$$

$$R_{\text{planif}} = e^{-0.000687285 \times 220} = 85.97\%$$

$$\text{incremento de } R_{\text{planif}} = 85.97 - 35.77 = 50.30 \%$$

El incremento de la confiabilidad aumenta considerablemente con la implementación de la tecnología de un Reconectador automático, por eliminar las fallas temporales dl sistema.

### 3.6. Detectar los tipos y minimizar el tiempo de localización de fallas ocasionadas en las instalaciones eléctricas.

#### 3.6.1. Tipos de falla actual de la red del alimentador PJ002

Tabla N° 13: Usuarios afectados por caída de conductor

CAÍDA DE CONDUCTOR DE RED		
N°	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN DE FALLA
1	1328	10
2	1555	12

Fuente: Alimentador PAJ002 Paijan. Elaboración propia



Figura N° 27: N° de usuarios afectados por caída de conductor /vez

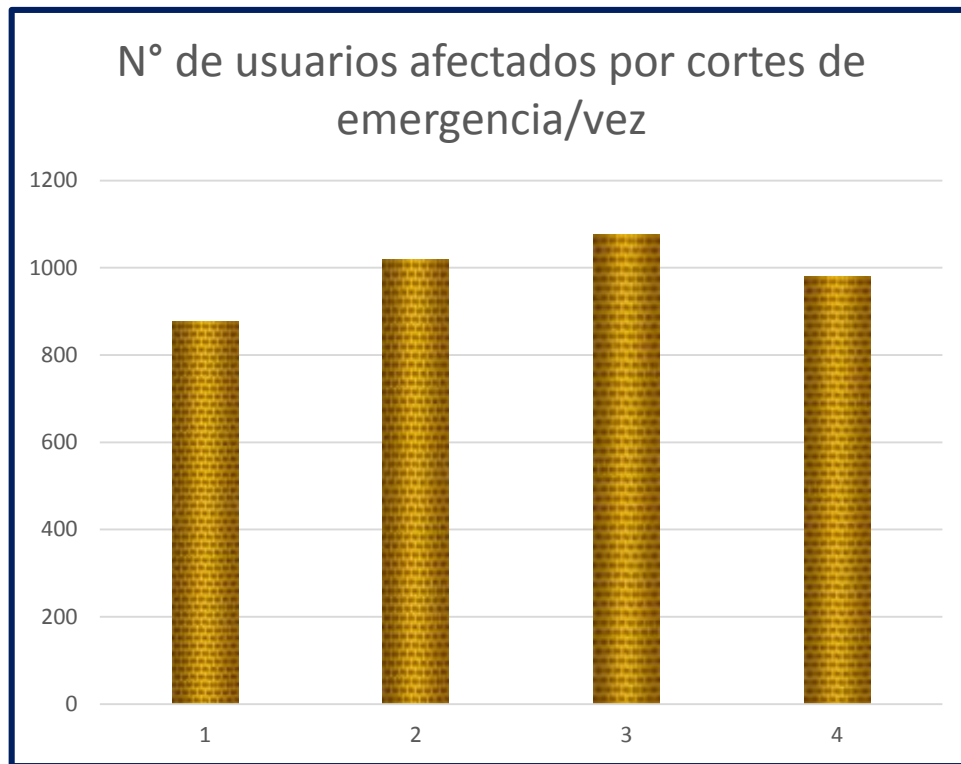
Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 14: Usuarios afectados por cortes de emergencia

<b>CORTES DE EMERGENCIA</b>		
<b>N°</b>	<b>USUARIOS AFECTADOS</b>	<b>DURACIÓN DE FALLA</b>
<b>1</b>	876	8
<b>2</b>	1018	9
<b>3</b>	1076	6
<b>4</b>	980	5

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 28: N° de usuarios afectados por cortes de emergencia/vez



Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

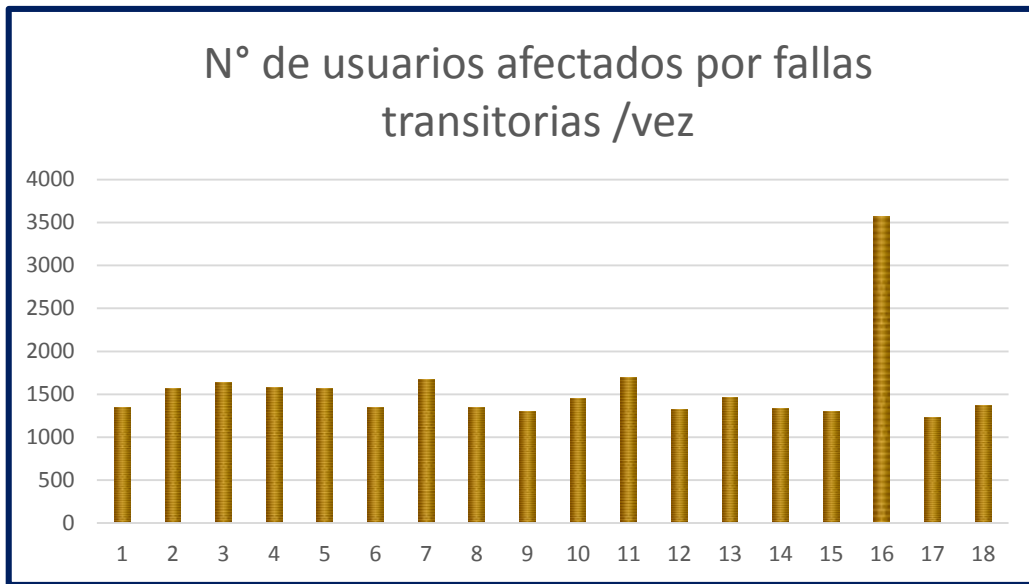


Tabla N° 15: Usuarios afectados por fallas transitorias.

<b>FALLAS TRANSITORIAS</b>		
<b>N°</b>	<b>USUARIOS AFECTADOS</b>	<b>DURACIÓN DE FALLA</b>
1	1345	4
2	1568	3
3	1634	4
4	1576	5
5	1564	5
6	1345	4
7	1665	5
8	1342	6
9	1299	4.5
10	1456	2
11	1696	3
12	1321	1
13	1466	4.5
14	1332	3
15	1298	2.5
16	1567	3.4
17	1227	3
18	1369	2.1

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 29: Afectados por fallas transitorias /vez



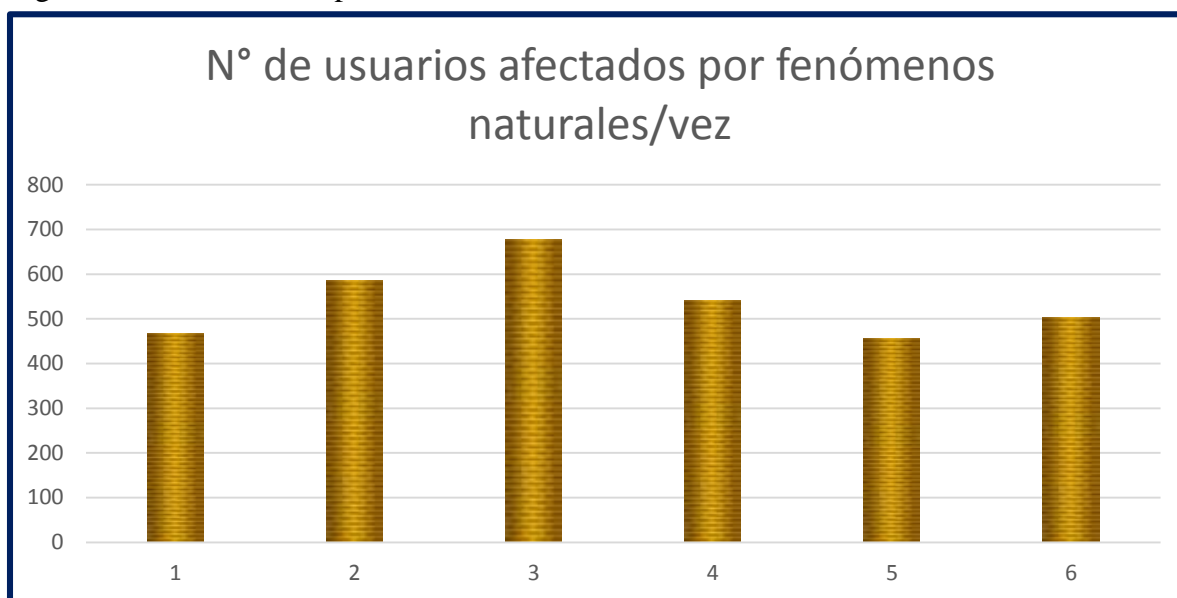
Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 16: Usuarios afectados por fenómenos naturales.

FENÓMENOS NATURALES		
N°	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN DE FALLA
1	467	4
2	586	3
3	678	4
4	542	5
5	456	4.6
6	502	5.3

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 30: Afectados por fenómenos naturales/vez



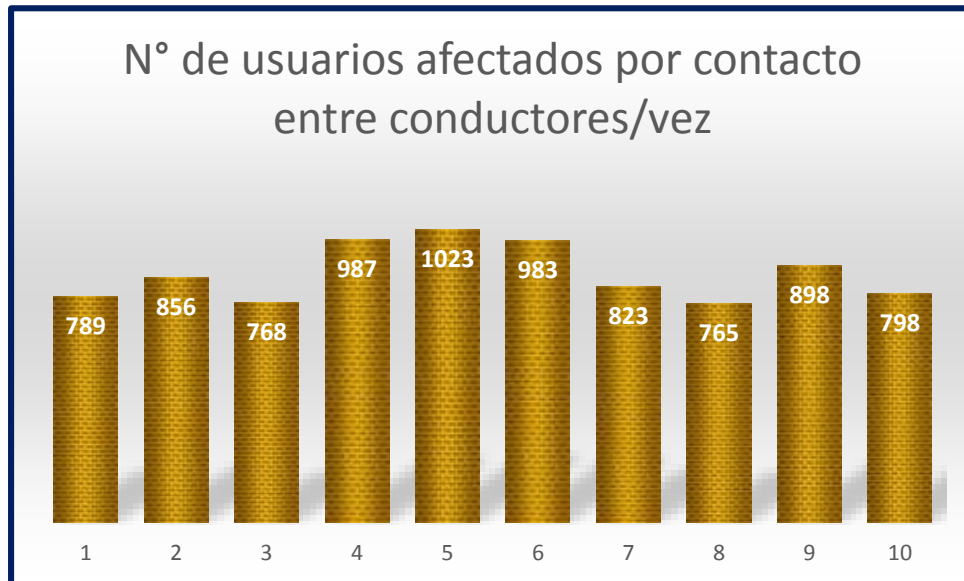
Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia.

Tabla N° 17: Usuarios afectados por contacto entre conductores.

CONTACTO ENTRE CONDUCTORES		
N°	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN DE FALLA
1	789	3.4
2	856	4.4
3	768	5.8
4	987	4.2
5	1023	3.3
6	983	5.7
7	823	4.9
8	765	3.4
9	898	2.6
10	798	3.1

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 31: Afectados por contacto entre conductores/vez



Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Con la implementación del recloser se eliminarán por completo las fallas temporales las cuales son:

- Fallas transitorias.
- Fenómenos naturales.
- Contracto entre conductores.

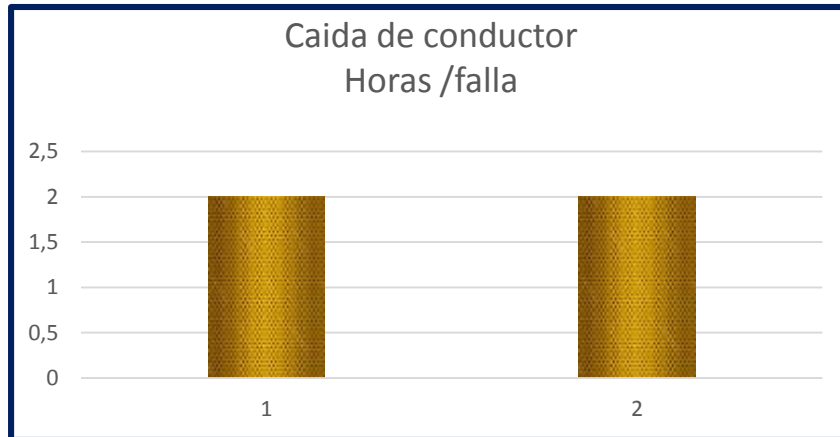
### 3.6.2. Tipos de falla planificada de la red del alimentador PJ002

Tabla N° 18: Horas planificadas por caída de conductor

CAÍDA DE CONDUCTOR DE RED		
N°	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN DE FALLA
1	1328	2
2	1555	2

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 32: Caída de conductor



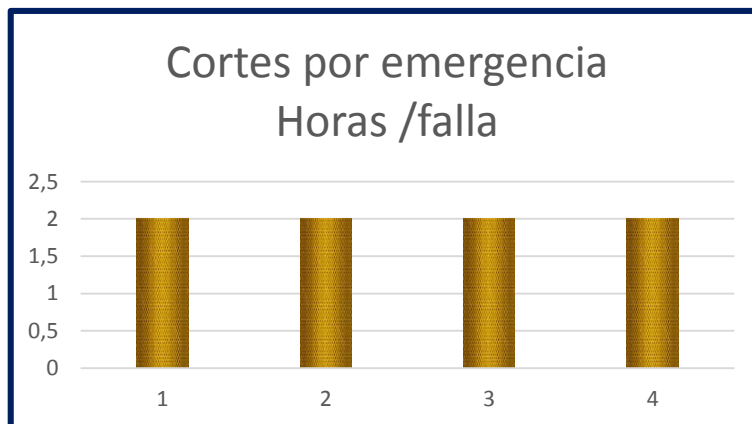
Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 19: Horas planificadas por cortes de emergencia.

CORTES DE EMERGENCIA		
N°	USUARIOS AFECTADOS	DURACIÓN DE FALLA
1	876	2
2	1018	2
3	1076	2
4	980	2

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Figura N° 33: Cortes por emergencia



Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Por consecuencia las fallas como:

- Caída de conductor de red
- Cortes por emergencia

Se reducirá el tiempo de duración de falla, no se logran eliminar por completo debido a su tipo de origen de falla (mecánica), lo que hace que el recloser no pueda atacar ese tipo de fallas.

### **3.7.Análisis económico**

#### **3.7.1. Inversiones a realizar para implementar el recloser.**

Tabla N° 20: Costos de suministro y montaje de materiales y equipos

ÍTEM	DESCRIPCIÓN		INVERSIÓN
1	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS RECLOSER CHUMPON	S/.	32,206.05
2	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS RECLOSER GARRAPON	S/.	31,199.75
3	SUMINISTRO DE MATERIALES PARA RETENIDAS	S/.	362.60
4	SUMINISTRO DE MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA	S/.	345.44
5	COSTOS ADICIONALES	S/.	9,597.68
6	COSTOS DE MONTAJE DE EQUIPOS Y MATERIALES	S/.	7,312.28
TOTAL S/.			81,023.80

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia.

#### **3.7.2. Beneficio de la implementación de la tecnología del recloser**

Calculamos el beneficio de la implementación de la tecnología del recloser, la cual eliminará por completos las fallas temporales.

Se halla la pérdida actual por el tipo de falla

Tabla N° 20: Costos de fallas por caída de conductor.

CAÍDA DE CONDUCTOR DE RED					
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA	
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)
1	1323	4	10	3704.4	1685
2	1553	2	12	5218.08	1324.08
TOTAL				8922.48	3009.08

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Para los usuarios de baja tensión se toma una tarifa de 0.55 kw-h y para los usuarios de media tensión 0.3 kw-h

$$Cp1=3704.4 \times 0.55 + 1685 \times 0.3 = 2,542.92 \frac{\text{soles}}{\text{año}}$$

$$Cp2=5218.08 \times 0.55 + 1324.08 \times 0.3 = 3,267.17 \frac{\text{soles}}{\text{año}}$$

Costo total de la falla en un año

$$CTF=2,542.92 + 3,267.17 = \mathbf{5,810.09 \frac{\text{soles}}{\text{año}}}$$

Tabla N° 21: Costos de fallas por fallas transitorias.

FALLA TRANSITORIA						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	1342	3	4	1503.04	455.84	S/. 963.42
2	1566	2	3	1315.44	222.06	S/. 790.11
3	1631	3	4	1826.72	263.56	S/. 1,083.76
4	1574	2	5	2203.6	297.95	S/. 1,301.37
5	1562	2	5	2186.8	204.45	S/. 1,264.08
6	1343	2	4	1504.16	214.52	S/. 891.64
7	1663	2	5	2328.2	558.4	S/. 1,448.03

8	1339	3	6	2249.52	395.34	S/. 1,355.84
9	1295	4	4.5	1631.7	907.605	S/. 1,169.72
10	1452	4	2	813.12	337	S/. 548.32
11	1693	3	3	1422.12	498.69	S/. 931.77
12	1319	2	1	369.32	80.4	S/. 227.25
13	1465	1	4.5	1845.9	251.28	S/. 1,090.63
14	1331	1	3	1118.04	68.13	S/. 635.36
15	1296	2	2.5	907.2	224.875	S/. 566.42
16	1564	3	3.4	1488.928	277.984	S/. 902.31
17	1224	3	3	1028.16	197.67	S/. 624.79
18	1366	3	2.1	803.208	171.696	S/. 493.27
<b>TOTAL</b>				26545.176	5627.45	<b>S/. 16,288.08</b>

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 22: Costos de fallas por corte de emergencia.

<b>COTE DE EMERGENCIA</b>						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	872	4	8	1953.28	911.68	S/. 1,347.81
2	1013	5	9	2552.76	2019.06	S/. 2,009.74
3	1070	6	6	1797.6	1272.96	S/. 1,370.57
4	975	5	5	1365	1121.7	S/. 1,087.26
<b>TOTAL</b>				7668.64	5325.4	<b>S/. 5,815.37</b>

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia



Tabla N° 23: Costos de fallas por fenómenos naturales.

FENÓMENOS DE EMERGENCIA						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACION DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	463	4	4	518.56	455.84	S/. 421.96
2	583	3	3	489.72	245.28	S/. 342.93
3	674	4	4	754.88	674	S/. 617.38
4	539	3	5	754.6	329.45	S/. 513.87
5	453	3	4.6	583.464	764.658	S/. 550.30
6	497	5	5.3	737.548	1189.002	S/. 762.35
TOTAL				3838.772	3658.23	<b>S/. 3,208.79</b>

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 24: Costos de fallas por contacto entre conductor.

CONTACTO ENTRE CONDUCTORES						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	784	5	3.4	746.368	762.756	S/. 639.33
2	850	4	4.4	1047.2	741.4	S/. 798.38
3	764	6	5.8	1240.736	1446.694	S/. 1,116.41
4	983	4	4.2	1156.008	707.7	S/. 848.11
5	1020	3	3.3	942.48	548.559	S/. 682.93
6	978	5	5.7	1560.888	774.915	S/. 1,090.96
7	820	3	4.9	1125.04	400.624	S/. 738.96
8	759	6	3.4	722.568	721.344	S/. 613.82
9	893	5	2.6	650.104	510.302	S/. 510.65
10	793	5	3.1	688.324	608.437	S/. 561.11
TOTAL				9879.716	7222.731	<b>S/. 7,600.66</b>

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Hallamos la pérdida total de las fallas en soles/año

$$LC1 = 5,810.09 + 16,288.08 + 5,815.37 + 3,208.79 + 7,600.66 = \text{S/. } 38,723.00$$

El costo total de energía que deja de vender Hidrandina debido a las fallas es de **S/. 38,723.00**

Se halla la pérdida planificada por el tipo de falla

Tabla N° 25: Costos planificado de fallas por caída de conductor.

CAÍDA DE CONDUCTOR DE RED						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	1323	4	2	449.82	337	S/. 348.50
2	1553	2	2	528.02	220.68	S/. 356.62
TOTAL				977.84	557.68	S/. 705.12

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Tabla N° 26: Costos planificados de fallas por cortes de emergencia.

CORTES DE EMERGENCIA						
N°	USUARIOS AFECTADOS		DURACIÓN DE FALLA	POTENCIA PERDIDA		COSTO
	BT	MT		US.BT(KW-H)	US.MT(KW-H)	
1	872	4	2	296.48	227.92	S/. 231.44
2	1013	5	2	344.42	448.68	S/. 324.04
3	1070	6	2	363.8	424.32	S/. 327.39
4	975	5	2	331.5	448.68	S/. 316.93
TOTAL				1336.2	1549.6	S/. 1,199.79

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

Hallamos la pérdida total de las fallas en soles/año

$$LC2 = 705.12 + 1,119.79 = \text{S/. } 1,904.91$$

Los costos de perdida bajan considerablemente con la eliminación de las fallas temporales.

### 3.7.3. Retorno de la inversión

Hallamos el retorno de la inversión

Tabla N° 27: Comparación del costo total de fallas.

PERDIDA POR FALLAS TOTAL DE ANTES DE RECLOSER	SIN IGV	S/. 38,723.00
	CON IGV	S/. 45,693.14
PERDIDA POR FALLAS TOTAL DE DESPUES DEL RECLOSER	SIN IGV	S/. 1,904.91
	CON IGV	S/. 2,247.79
<b>BENEFICIO</b>		<b>S/. 43,445.35</b>

Tabla N° 23:

Fuente: Alimentador PJ002 Paijan. Elaboración propia

$$\text{BENEFICIO} = \text{LC1} - \text{LC2} = 45,693.14 - 2,247.79 = \text{S/ } 43,445.35$$

Tiempo estimado de retorno de la inversión

$$ROI = \frac{81,023.80}{43,445.35} = 1,86$$

El retorno de la inversión será en un año con diez meses aproximadamente.

#### **4. DISCUSIÓN:**

Tras detallar los diferentes resultados obtenidos a través de tablas y diagramas procedemos a realizar discusiones que nos ayuden a fortalecer lo obtenido.

El estudio de coordinación realizado al alimentador de media tensión PAJ002 de 10 kv, logro aumentar en un 50% de confiabilidad eliminando más de 85% de fallas, esto se asemeja al estudio de CUEVAS (2013), quien en su investigación “Coordinación de protecciones en un sistema de distribución”, concluyó que la primera operación rápida del Reconectador despeja entre el 80% y 85% de la falla detectada, demostrando que también es necesario realizar el cambio de fusibles a tipo T (fusibles de operación lenta usados en coordinación de recloser), ya que los de tipo K (fusibles de operación rápida utilizados en protección de líneas de distribución MT) se funden antes de que se dé la cuarta y última operación más lenta del Reconectador.

Con la obtención de los datos del recloser sobre el tipo de fallas que tiene el sistema eléctrico, se podrá implementar sistemas de protección más adecuados al sistema, mientras JARA (2015), en su tesis “Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada” llego a la conclusión de que el estudio de protección contribuirá a la mejor selectividad entre los relés ubicados en la cabecera del alimentador debido a sus análisis de corto circuito que realizo.

La selección de los sistemas de protección tiene que tener un respectivo análisis de ingeniería para poder optar por implementar la mejor tecnología, por lo cual en nuestra investigación se realizaron los cálculos de corto circuito obteniendo 11kamp , y se verifico los parámetros de altura y fallas simétricas y asimétricas, de la misma manera Segovia (2015) en su investigación, “Coordinación de protecciones en el alimentador de distribución cerro 8” llegó a obtener la siguiente conclusión: El fusible que se encuentra dando respaldo al recerrador es el T200, el mismo que se encuentra en el nodo 14, en esta localización se tiene una corriente de falla de 6 155,45 A, por lo tanto es con el que mayor inconvenientes se puede tener en su coordinación ya que es el fusible de mayor capacidad del circuito.

En nuestra investigación los parámetros de SAIDI y SAIFI nos muestran la cantidad de usuarios afectados los cual representa a casi el 45% de los afectado en fallas transitorias, lo

cual genera una mala calidad de servicio por parte de la concesionaria, esto nos reafirma Arce (2014) en su investigación “Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación “Machala” propiedad de la Corporación nacional de Electricidad s.a. - regional El Oro” En donde llega a la conclusión de que deben realizarse propuestas de los criterios de calidad de distribución eléctrica similares a los indicadores SAIDI y SAIFI para la regulación de la calidad.

En esta investigación, el recloser utilizado también facilita la ubicación de las fallas en la línea, lo que no era posible anteriormente. Esto permite estimar tiempos menores de reparación de fallas según la distancia en la que se encuentran las falla, porque que en la investigación se estimó un tiempo de dos horas para reparar las fallas.

## 5. CONCLUSIONES

Se realizó el cálculo de la confiabilidad obteniendo 35.77% debió a que el sistema falla muchas veces en un periodo corto de operación, las fallas más influyentes son las transitorias, ya que son las que se generan más veces al año.

Mediante el cálculo de corto circuito y los datos arrojados del SAIDI y SAIFI que nos muestran el tipo de fallas que existe en el sistema eléctrico se seleccionó el tipo de recloser más adecuado para poder eliminar en un 85% las fallas, debido a que el recloser tiene la tecnología de eliminar las fallas temporales en su totalidad.

Con ayuda de la tecnología del recloser, la atención y ubicación de las averías en el sistema eléctrico será mucho más rápidas de atender ya que el recloser nos da el tipo de falla, duración de la falla y ubicación de la falla, lo cual ara que la reparación de la red sea en menor tiempo el cual se estimó como máximo un lapso de 2 horas por falla.

Con la selección del recloser adecuado se podrá evitar que las fallas del sistema eléctrico lleguen hasta el patio de alimentación y afecte al transformador, cuenta con la tecnología de abrir y cerrar automáticamente el circuito cuando detecte alguna falla en la red de distribución, así mismo evitará considerablemente accidentes que atenten contra la seguridad pública.

Con la implementación de recloser y la eliminación de las fallas temporales se realizó el nuevo cálculo de la disponibilidad y la confiabilidad la cual aumenta en un 50.30 % y obteniendo una disponibilidad del 99.86 % debido a que el tipo medio de operación hasta la falla aumento, y las veces que falla el sistema se redujeron a 6 por año.

Las fallas más frecuentes del sistema eléctrico son la transitorias con 18 fallas/año y el contacto entre conductores que son 10 fallas/año, las cuales fueron eliminadas en su totalidad por la implementación del recloser ya que son fallas temporales mejorando los datos del SAIDI y SAIFI considerablemente los cuales se observan en la tabla n° 7.

Se concluye que el proyecto es factible debido a que cuenta con un beneficio de S/. 43,445.35 soles/años contra una inversión S/81,023.80, por lo que el retorno de inversión es de un año con diez meses, considerando que el recloser tiene una vida útil de 10000 ciclos.

## **6. SUGERENCIAS:**

- Realizar estudio de coordinación de protección en red de baja tensión para tener mejor confiabilidad del sistema eléctrico.
- Capacitar semestralmente al personal operativo de las servís para el buen manejo de los reconectores automáticos, ya que son de tecnologías avanzadas.
- Realizar mantenimiento de franja de servidumbre en coordinación con la municipalidad y usuarios para tener los permisos pertinentes en casos de corte de árboles.
- Realizar estudio y gestión de demanda eléctrica debido al crecimiento de clientes y el crecimiento de la población.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

COES: (2014). Comité de operación económica del sistema interconectado nacional. Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN. [Documento]

ITECNA.(2018). Estudio de coordinación de protecciones | itecna Costa Rica - Ingeniería y Tecnología Aplicada. [En línea] [Citado el: 13 de junio de 2018.] <http://www.itecnacr.com/servicios/energia/disen-y-estudios-de-ingenieria/estudio-de-coordinacion-de-protecciones/>

EATON.CL (2018). Fusibles de Expulsión. [En línea] [Citado el: 08 de diciembre de 2018.] <http://www.eaton.cl/conosur/ProductosSoluciones/Energia/ProductosyServicios/ProtecciondeCircuitos/FusiblesdeMediaTension/FusiblesdeExpulsion/index.htm>

INECEL; (2010). “Protección y seccionamiento de líneas de distribución” Guía de Aplicación Boletín DC4, Programa de electrificación rural, Quito,

ITECNA.(2018). Estudio de coordinación de protecciones | itecna Costa Rica - Ingeniería y Tecnología Aplicada. [En línea] [Citado el: 13 de junio de 2018.] <http://www.itecnacr.com/servicios/energia/disen-y-estudios-de-ingenieria/estudio-de-coordinacion-de-protecciones/>

LEON B. Miguel, PALAU LL. Carlos y SANCHEZ S. Victor.( 2015). Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de media tensión. Tesis (Ingeniero Electricista). Guayaquil: Universidad Politecnica Salesiana, abril, 250P.

MECHE, Marco y VARGAS, Willy. Ampliación del sistema eléctrico y mejoramiento de la confiabilidad del alimentador sm- 03, Vilcabamba, la convención- Cusco. Tesis (Ingeniero Electricista). Cusco: Universidad Nacional de San Antonio, 2015, 256 p.

PORTILLO LOAYZA Julio Cesar. (2015). Estudio para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas. Tesis (Ingeniero Electricista). Cusco: Universidad Nacional de San Antonio Abad, 358 p.

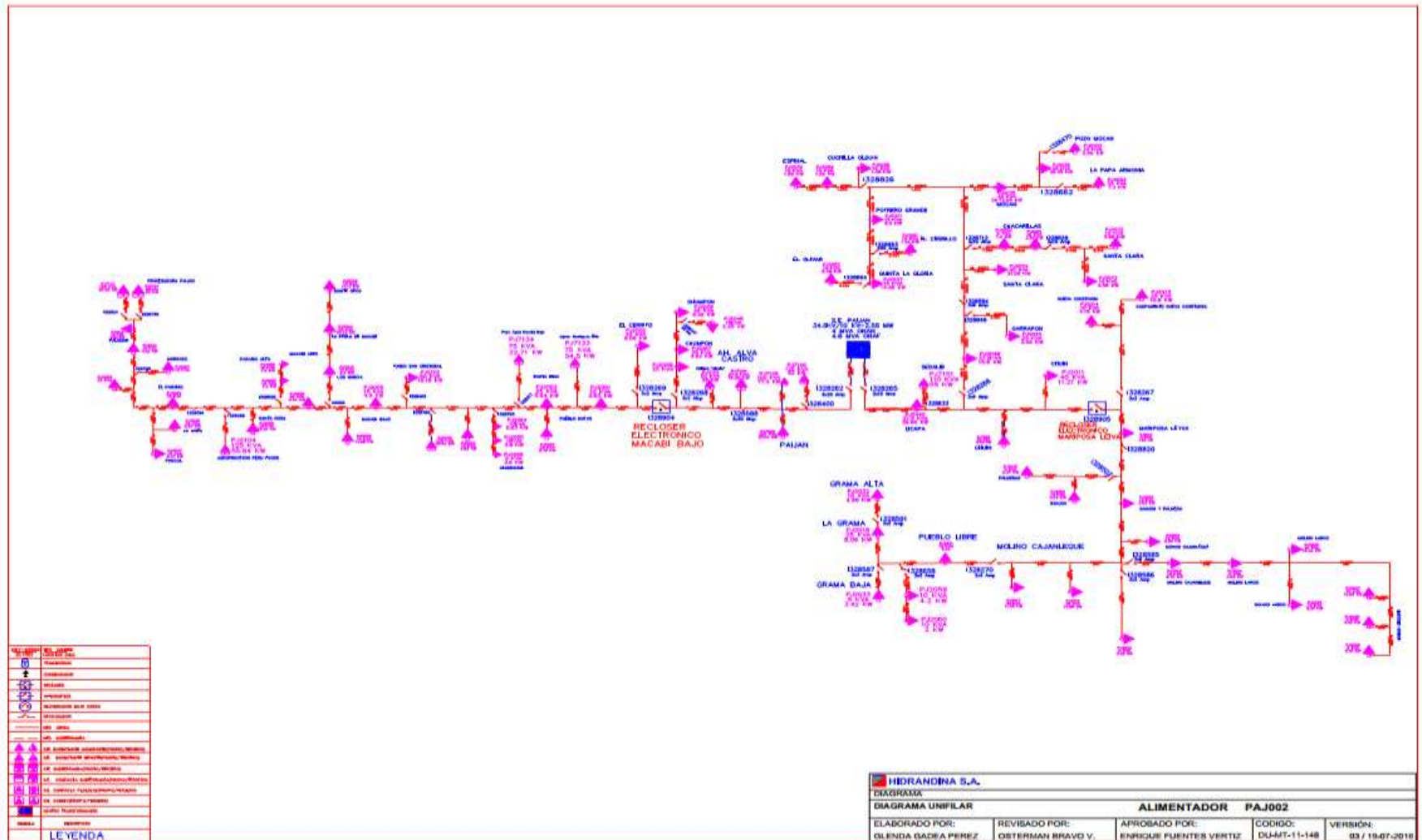
PROMELSA. (2018). ficha técnica de recloser. [En línea] [Citado el: 05 de julio de 2018.] <http://www.promelsa.com.pe/>.



SUEIRO (2018). Guillermo. Gestion-Tendencias. ¿Qué es la confiabilidad? [En línea]  
[Citado el: 06 de julio de 2018.] <http://avdiaz.files.wordpress.com/2012/06/calidad-y-confiabilidad.pdf>

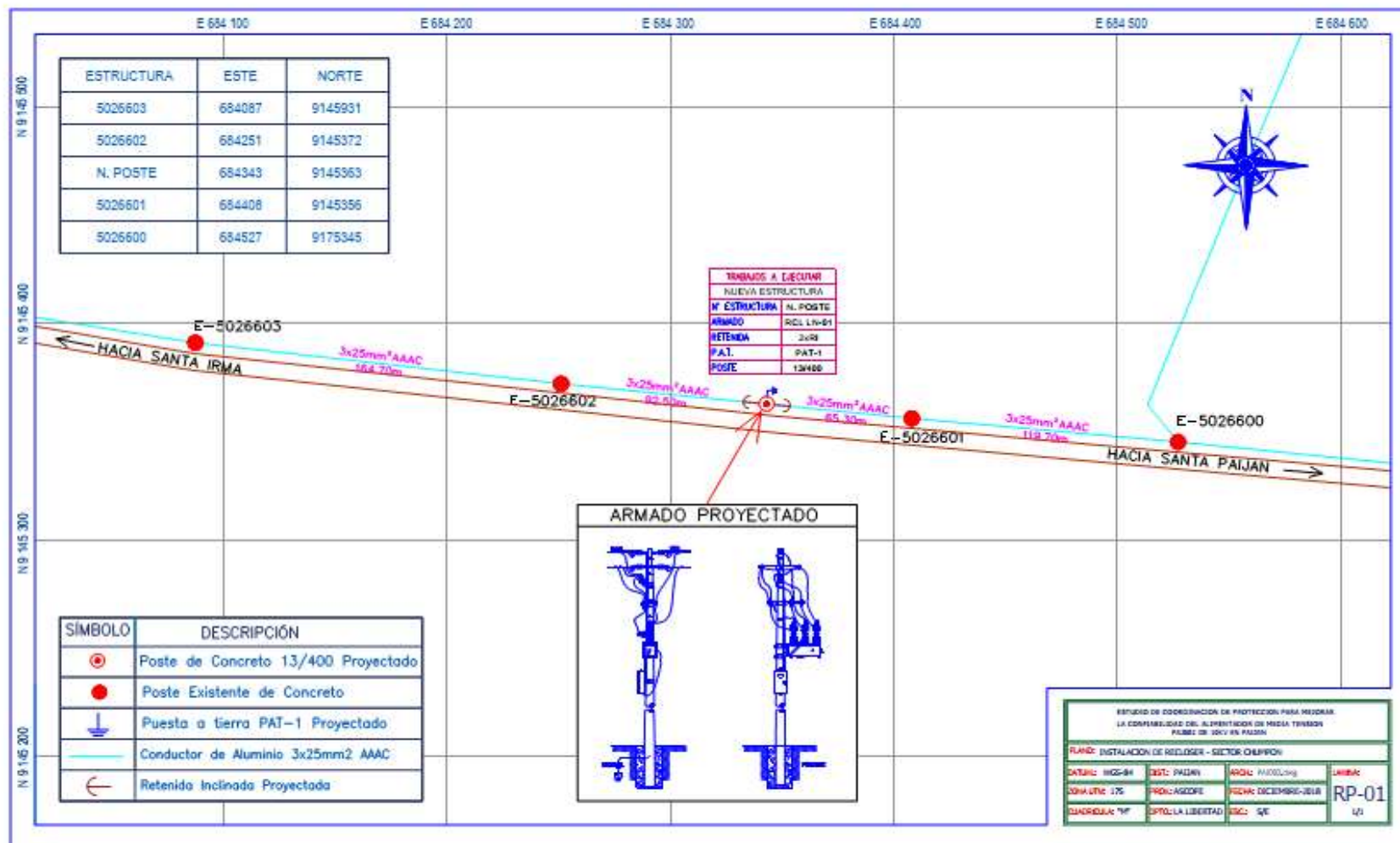
SALVADOR GARAYAR David. (2013). Calidad de tensión y Calidad de Suministro—  
Región Tumbes. [diapositivas]. Osinergmin-Octubre. 30 dispositivas.

**ANEXOS:** ANEXO 1: Diagrama unifilar AMT PAJ002 “actual”

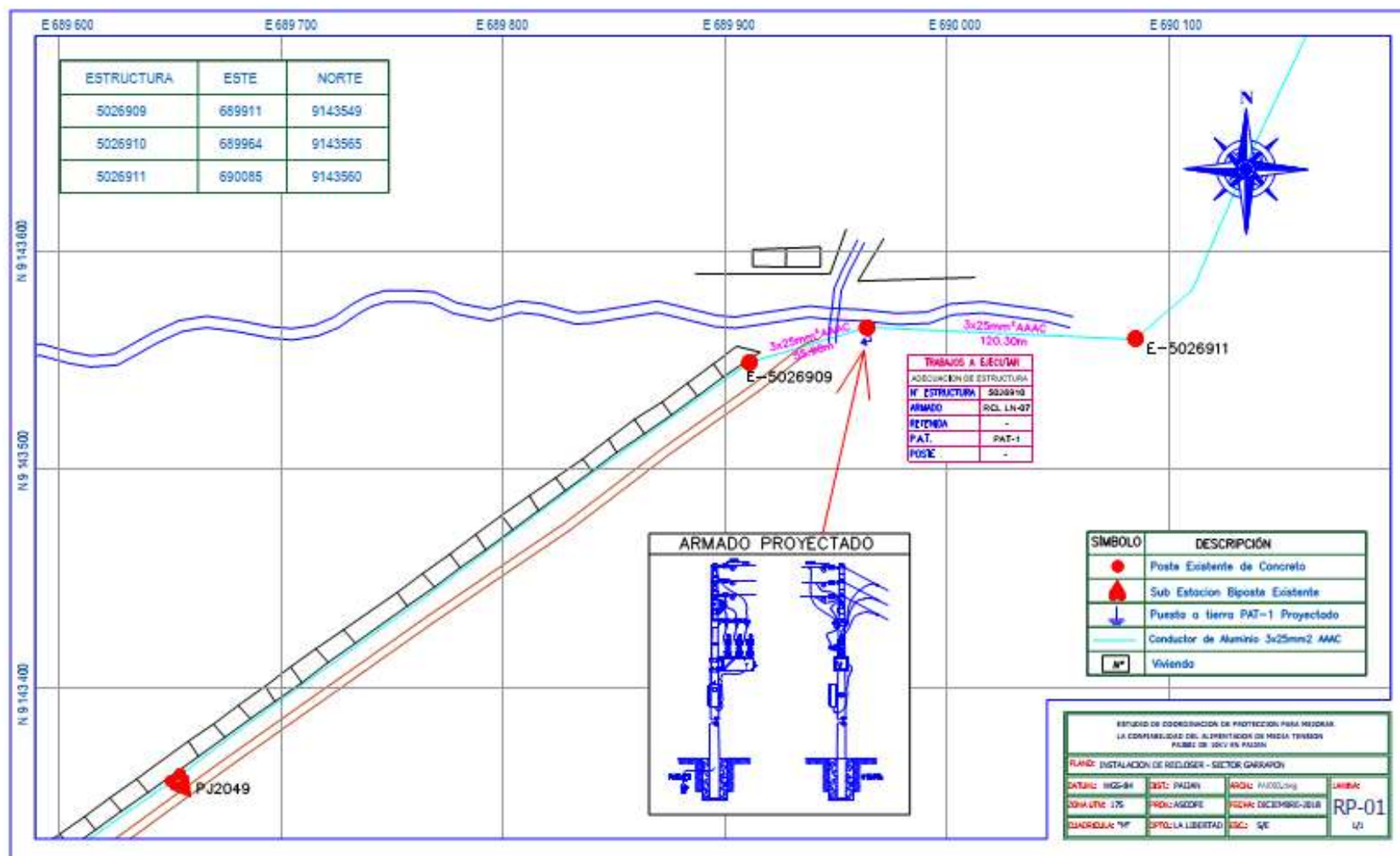


### PLANO DE DIAGRAMA UNIFILAR –FUENTE: HIDRANDINA 2016

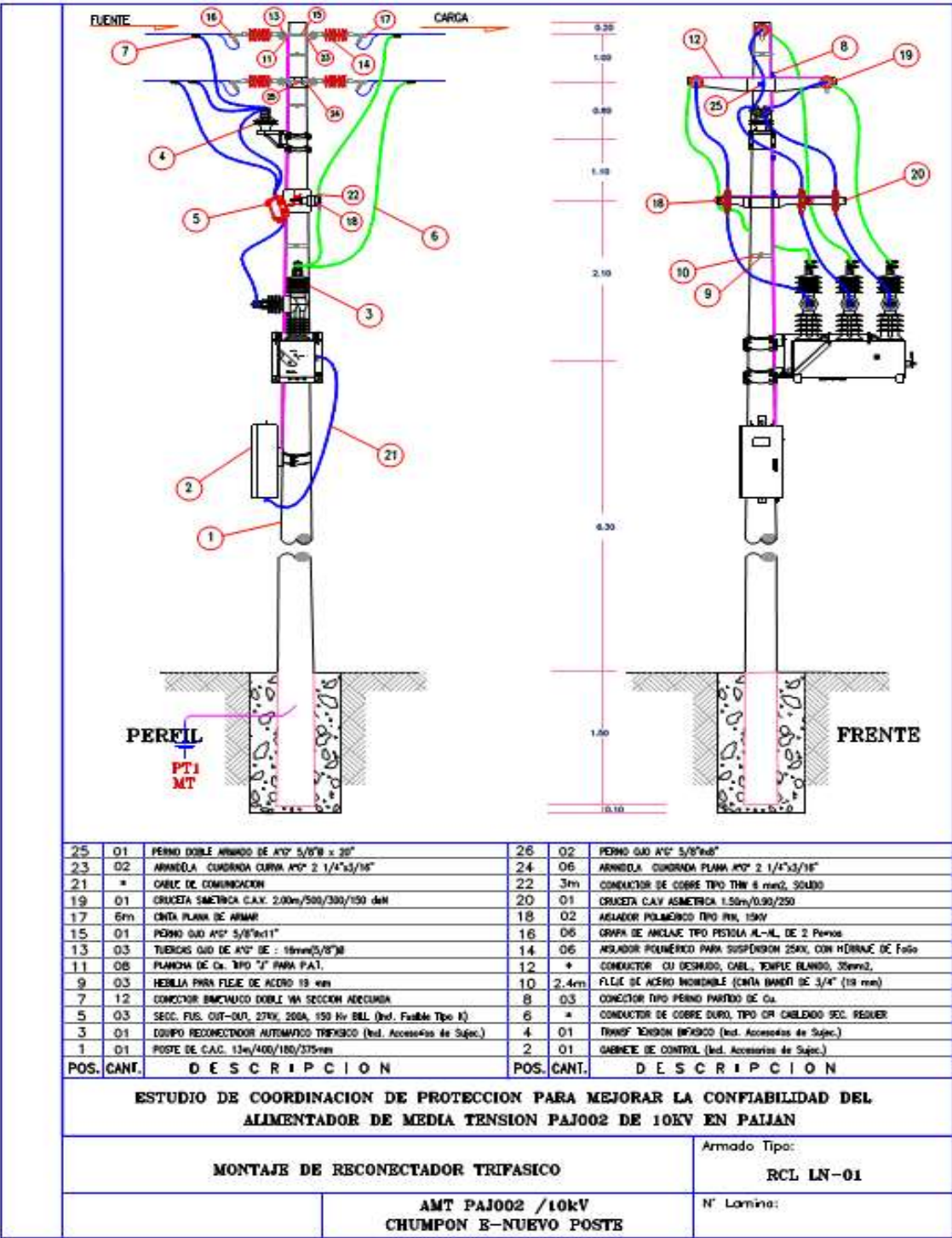
## Anexo 2: PLANOS DE UBICACIÓN PARA INSTALACIÓN DE RECLOSER SECTOR CHUMPON



### Anexo 3: PLANOS DE UBICACIÓN PARA INSTALACIÓN DE RECLOSER SECTOR GARRAPON

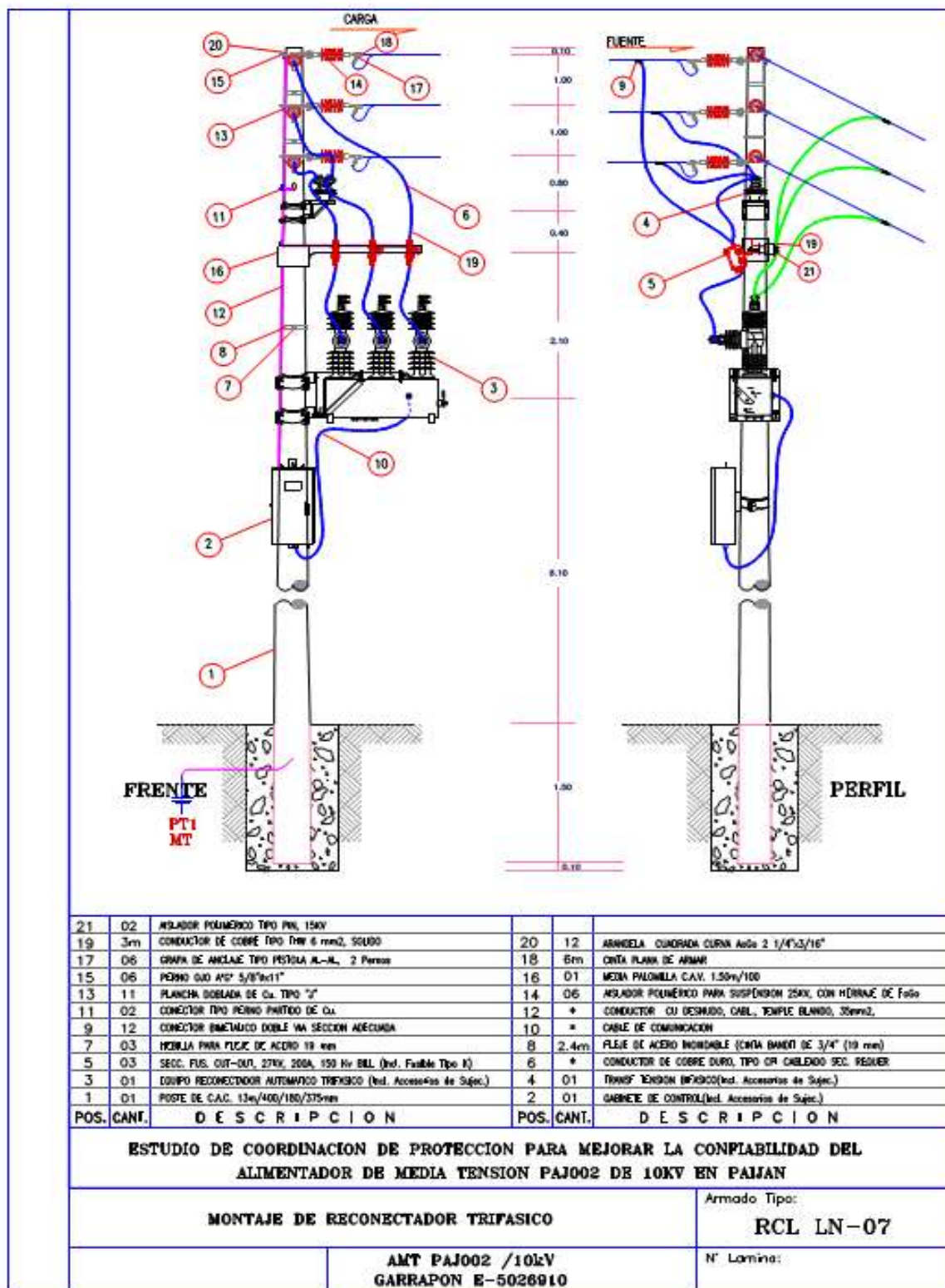


Anexo 4: MONTAJE DE ARMADO EN ESTRUCTURA PARA RECLOSER EN SECTOR CHUMPON

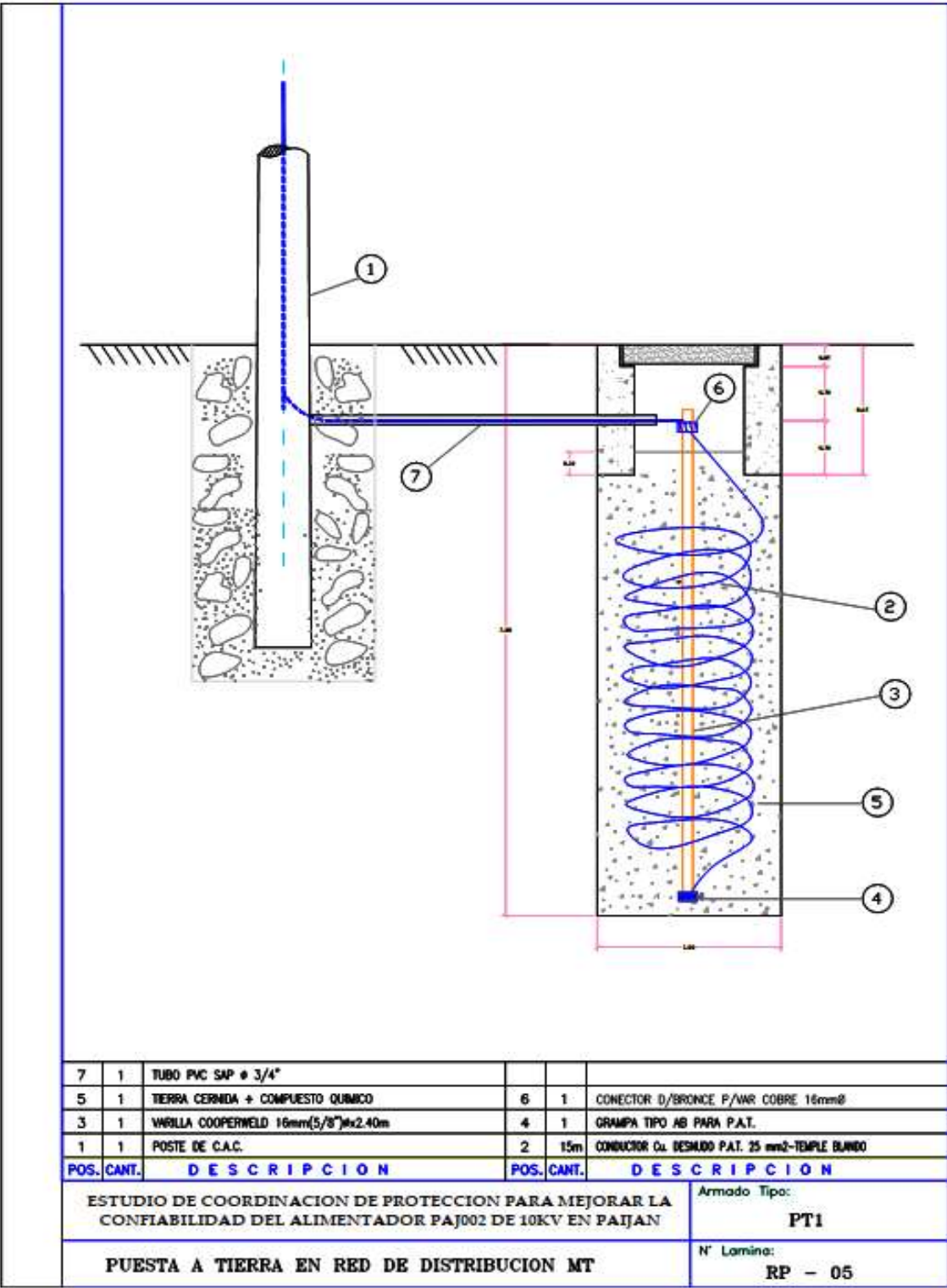




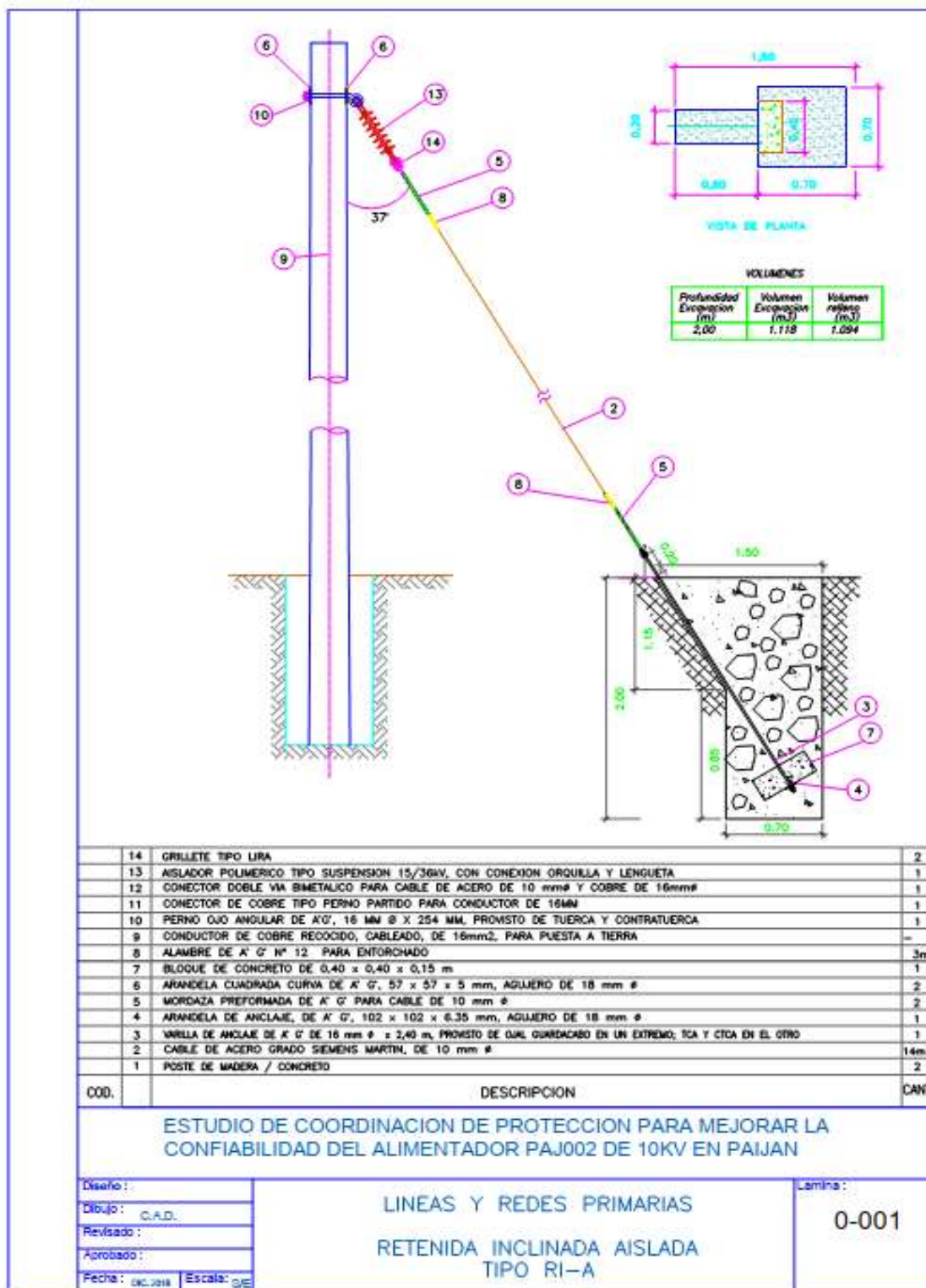
## Anexo 5: MONTAJE DE ARMADO EN ESTRUCTURA PARA RECLOSER EN SECTOR GARRAPON



Anexo 6: MONTAJE DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS DE RECLOSER

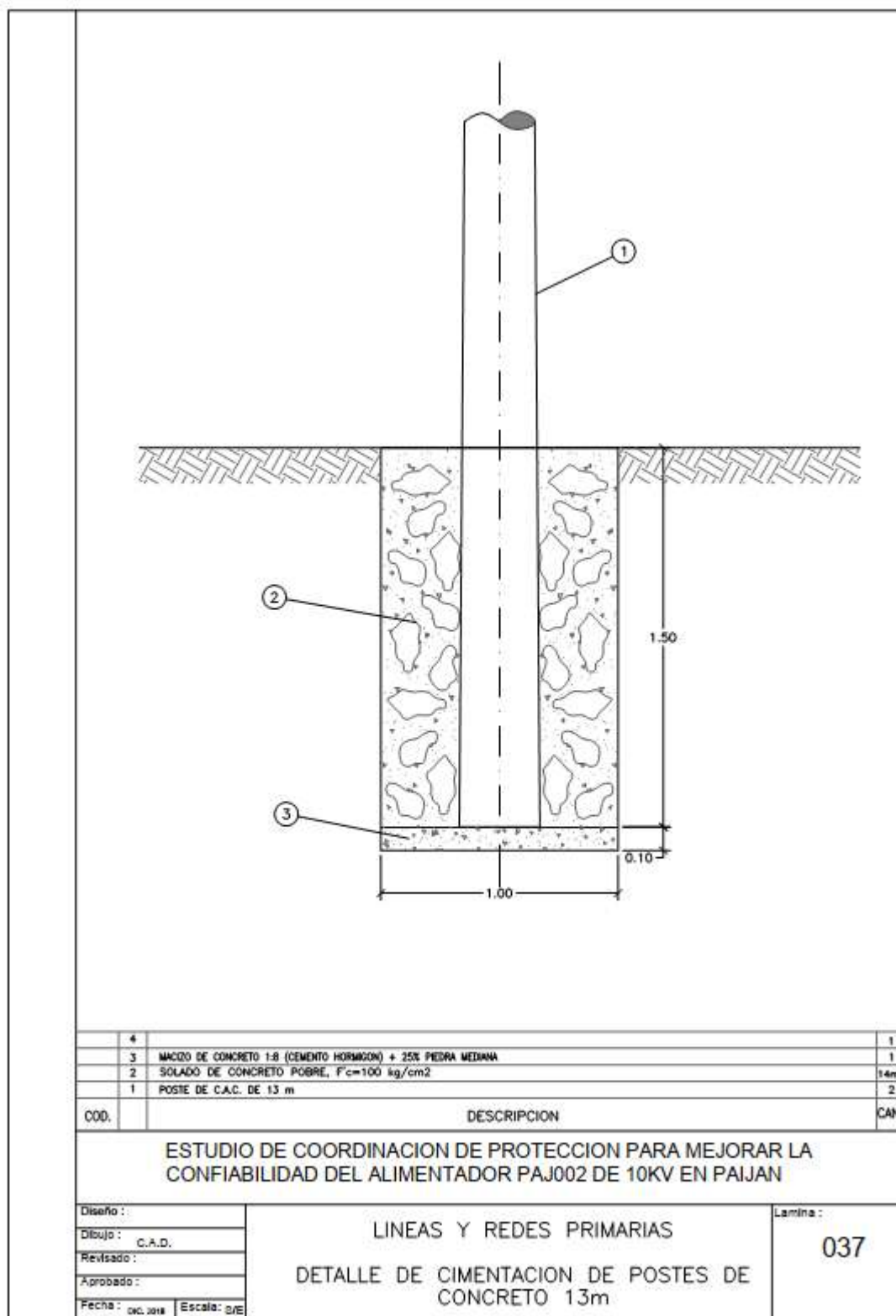


## Anexo 7: MONTAJE DE ARMADO PARA RETENIDA

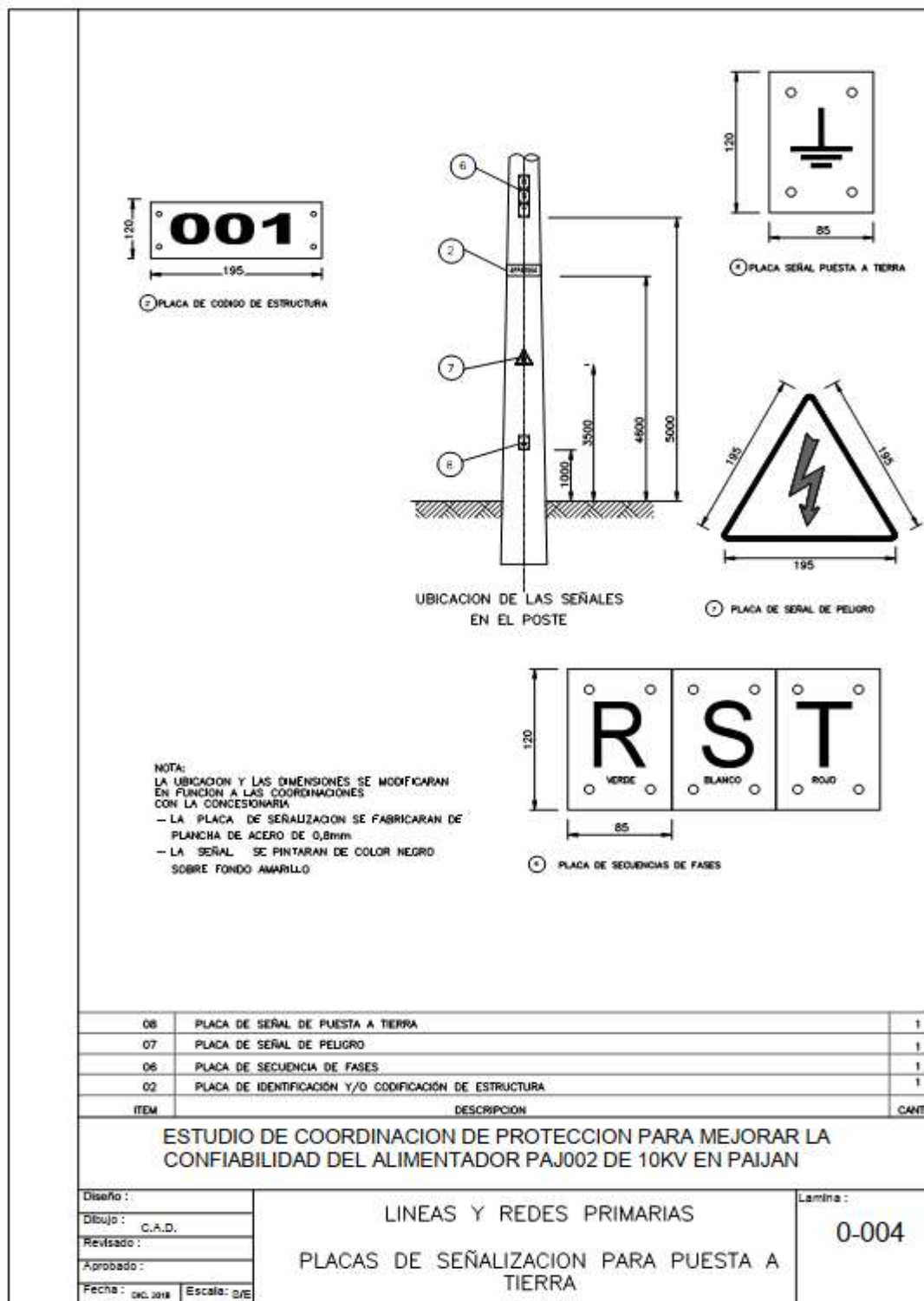




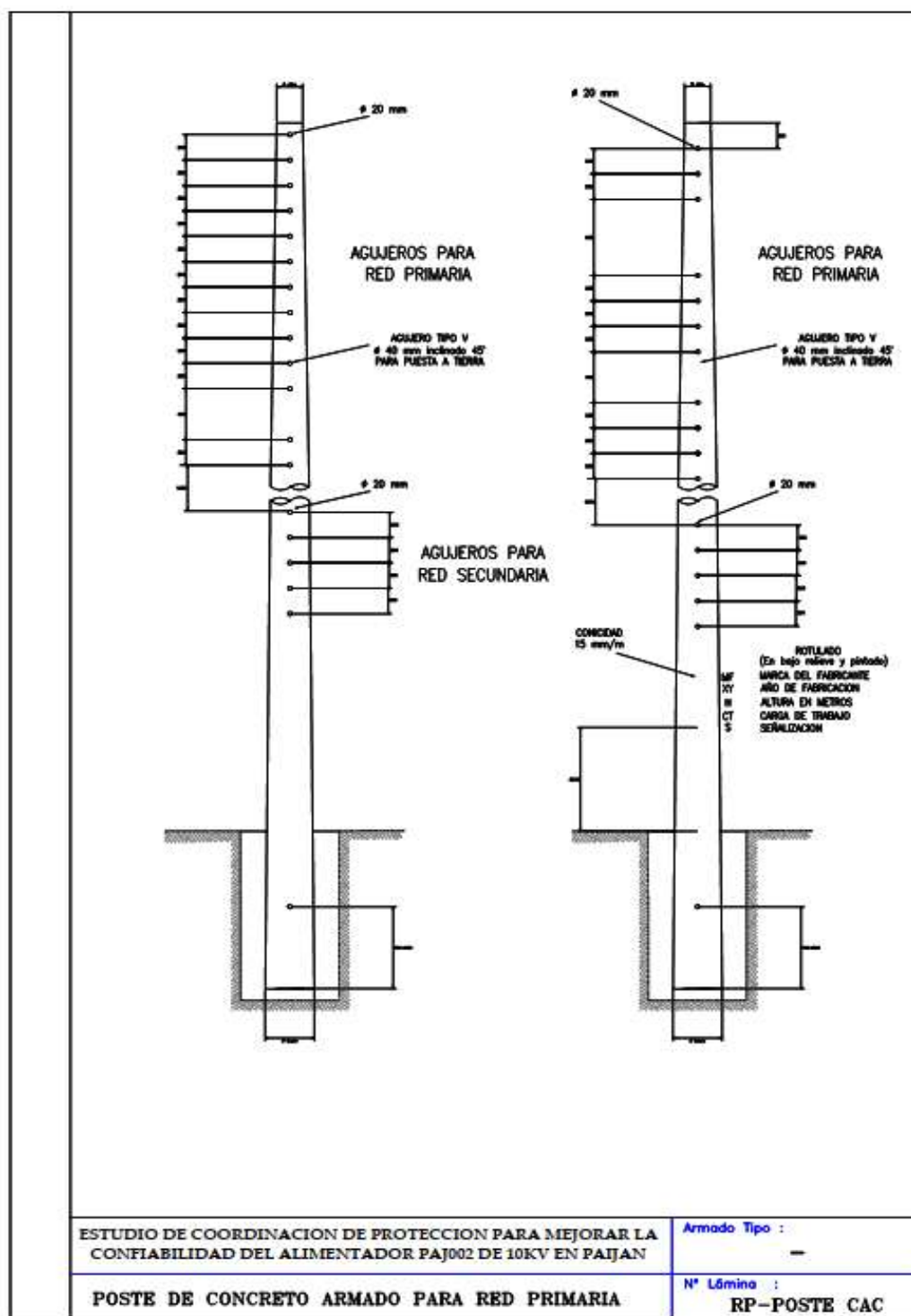
# Anexo 8: MONTAJE DE CIMENTACIÓN PARA POSTE 13 METROS EN MT



## Anexo 9: PLACA DE SEÑALIZACIÓN PARA PUESTA A TIERRA



## Anexo 10: MODELO DE POSTE PARA RED DE DISTRIBUCIÓN



Anexo 11: Costo de suministro e instalación de recloser

Costo suministro de materiales y equipos - instalación de recloser en sector Chumpon.

N <sup>o</sup>	DESCRIPCIÓN	UM	CA NT.	UNIT. (S/.)	INVERSIÓN (S/.)
1	RECONECTADOR TRIFASICO, 27KV, 125 kVp, C/TRAFO 22.9/0.22kV, 0.05KVA, 125 kVp [0-1000] msnm	Und	1	27,700.56	27,700.56
2	POSTE DE C.A.C. 13m/400/180/375mm	Und	1	1,125.00	1,125.00
3	SECC. FUS. CUT-OUT, 27KV, 200A, 150 Kv BILL	Und	3	323.40	970.20
4	FUSIBLE TIPO T, 27 KV, DE 160A	Und	3	29.93	89.79
5	CONDUCTOR DE COBRE DURO, TIPO CPI CABLEADO SEC. REQUER	m	22	33.00	726.00
6	CONECTOR BIMETALICO DOBLE VIA SECCION ADECUADA	Und	12	7.00	84.00
7	CONECTOR TIPO PERNO PARTIDO DE Cu.	Und	3	4.50	13.50
8	HEBILLA PARA FLEJE DE ACERO 19 mm	Und	3	1.50	4.50
9	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE (CINTA BANDIT DE 3/4" (19 mm)	m	2.4	3.00	7.20
10	PLANCHA DE Cu. TIPO "J" PARA P.A.T.	Und	8	5.80	46.40
11	CONDUCTOR CU DESNUDO, CABL., TEMPLE BLANDO, 35mm <sup>2</sup> ,	m	19	23.70	450.30
12	TUERCAS OJO DE A°G° DE : 16mm(5/8")Ø	Und	3	6.00	18.00
13	AISLADOR POLIMERICO PARA SUSPENSION 25KV, CON HERRAJE DE F°G°	Und	6	60.00	360.00
14	PERNO OJO A°G° 5/8"Øx11"	Und	1	7.30	7.30
15	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA AL-AL, DE 2 Pernos	Und	6	23.00	138.00
16	CINTA PLANA DE ARMAR	m	6	0.80	4.80
17	AISLADOR POLIMÉRICO TIPO PIN, 15KV (HIBRIDO)	Und	2	85.00	170.00
18	CRUCETA SIMETRICA C.A.V. 2.00m/500/300/150 daN	Und	1	135.00	135.00
19	CRUCETA C.A.V ASIMÉTRICA 1.50m/0.90/250	Und	1	68.00	68.00
20	CONDUCTOR DE COBRE TIPO THW 6 mm <sup>2</sup> , SOLIDO	m	3	3.20	9.60
21	ARANDELA CUADRADA CURVA A°G° 2 1/4"x3/16"	Und	2	1.10	2.20
22	ARANDELA CUADRADA PLANA A°G° 2 1/4"x3/16"	Und	6	1.10	6.60
23	PERNO DOBLE ARMADO DE A°G° 5/8"Ø x 20"	Und	1	8.50	8.50
24	PERNO OJO A°G° 5/8"Øx8"	Und	2	5.80	11.60
25	ESPIGA RECTA DE A°G° PARA CRUCETA (56-3)	Und	1	28.00	28.00
26	ESPIGA VERTICE POSTE CABEZA Pd1 3/8"(56-3)	Und	1	21.00	21.00
<b>TOTAL</b>					<b>32,206.05</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboración propia

Anexo 12: costo suministro de materiales y equipos - instalación de recloser Garrapon

ITE M	DESCRIPCIÓN	UM	CA NT.	UNIT. (S/.)	INVERSIÓN (S/.)
1	RECONECTADOR TRIFASICO, 27KV, 125 kVp, C/TRAFO 22.9/0.22kV, 0.05KVA, 125 kVp [0-1000] msnm	Und .	1	27,700.56	27,700.56
2	SECC. FUS. CUT-OUT, 27KV, 200A, 150 Kv BILL	Und .	3	323.40	970.20
3	FUSIBLE TIPO T, 27 KV, DE 160A	Und .	3	29.93	89.79
4	CONDUCTOR DE COBRE DURO, TIPO CPI CABLEADO SEC. REQUER	m	22	33.00	726.00
5	HEBILLA PARA FLEJE DE ACERO 19 mm	Und	3	1.50	4.50
6	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE (CINTA BANDIT DE 3/4" (19 mm)	m	2.4	3.00	7.20
7	CONECTOR BIMETALICO DOBLE VIA SECCION ADECUADA	Und	12	7.00	84.00
8	CONECTOR TIPO PERNO PARTIDO DE Cu.	Und	2	4.50	9.00
9	CONDUCTOR CU DESNUDO, CABL., TEMPLE BLANDO, 35mm2,	m	19	23.70	450.30
10	PLANCHA DOBLADA DE Cu. TIPO "J"	Und	11	5.80	63.80
11	AISLADOR POL. PARA SUSPENSION 25KV, CON HERRAJE DE F°G°	Und	6	60.00	360.00
12	PERNO OJO A°G° 5/8"Øx11"	Und	6	7.30	43.80
13	MEDIA PALOMILLA C.A.V. 1.50m/100	Und	3	75.00	225.00
14	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA AL-AL, 2 Pernos	Und	6	23.00	138.00
15	CINTA PLANA DE ARMAR	m	6	0.80	4.80
16	CONDUCTOR DE COBRE TIPO THW 6 mm2, SOLIDO	m	3	30.20	90.60
17	ARANDELA CUADRADA CURVA A°G° 2 1/4"x3/16"	Und	12	1.10	13.20
18	AISLADOR POLIMÉRICO TIPO PIN, 15KV (hibrido)	Und	2	85.00	170.00
19	ESPIGA RECTA DE A°G° PARA CRUCETA (56-3)	Und	1	28.00	28.00
20	ESPIGA VÉRTICE POSTE CABEZA Pd1 3/8"(56-3)	Und	1	21.00	21.00
<b>TOTAL</b>					<b>31,199.75</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboración propia

Anexo 13: Costo suministro de materiales - instalación de 2 retenidas

IT E M	DESCRIPCIÓN	UM	CA NT.	UNIT. (S/.)	INVERSI ON (S/.)
1	PERNO ANGULAR A°G° DE 5/8"Øx10" CON TUERCA Y ARAND.	Pza	2	6.00	12.00
2	CABLE A°G° DE 3/8"Ø, 7 HILOS	m	28	3.30	92.40
3	AMARRE PREFORMADO AoGo PARA CABLE DE 3/8"Ø	und.	8	7.20	57.60
4	VARILLA DE ANCL. CON GUARDACABO A°G° 5/8"Øx2.40m(8') TUERC.Y ARAND	Pza	2	29.50	59.00
5	GUARDACABLE F°G° 1,6mm(1/16")x 2400mm	Pza	2	25.50	51.00
6	ARANDELA CUADRADA AoGo 4"x4"x1/4", HUECO 13/16"Ø	und.	4	3.50	14.00
7	AISLADORES DE PORCELANA DE TRACCIÓN 54-2, PARA M.T. (RETENIDAS)	und.	2	10.00	20.00
8	BLOQUE DE CONCRETO DE 0,40 x 0,40 x 0,15 m	und.	2	25.00	50.00
9	ARANDELA DE ANCLAJE, DE A°G°, 102 x 102 x 6.35 mm, AGUJERO DE 18 mm Ø	und.	2	3.30	6.60
<b>TOTAL S/.</b>					<b>362.60</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboracion propia

Anexo 14: Costo suministro de materiales - instalación de 2 PAT

ITEM	DESCRIPCIÓN	UM	CANT.	UNIT. (S/.)	INVERSIÓN (S/.)
1	CONECTOR DE COBRE TIPO PERNO PARTIDO P' COND. 35mm <sup>2</sup>	Unid.	2	4.50	9.00
2	CAJA CONCRETO ARM P.T., 396 MM Ø EXT"	Unid.	2	31.50	63.00
3	TUBO DE PVC SAP DE 3/4"mm Ø X 1.5m DE LONG.	Unid.	2	7.50	15.00
4	CURVA DE PVC PARA TUBO DE 3/4" Ø	Unid.	2	1.80	3.60
5	TIERRA VEGETAL + COMPUESTO QUÍMICO	m <sup>3</sup>	2	25.00	50.00
6	GRAPA DE Cu TIPO AB p. VARILLA 16mmØ y cond. 25-35 mm <sup>2</sup>	Unid.	2	2.63	5.26
7	CONDUCTOR COBRE DESNUDO, CABL., TEMPLE BLANDO, 35mm <sup>2</sup> , 7HI	m	12	8.61	103.32
8	BENTONITA SODICA SACO DE 30 Kg	Unid.	2	12.08	24.16
9	ELECTRODO COPPERWELD 16 mmØ x 2400mm de Longitud	Unid.	2	36.05	72.10
TOTAL S/.					345.44

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboración propia

Anexo 15: Costos adicionales

ITEM	DESCRIPCIÓN	UM	CANT	UNIT. (S/.)	INVERSIÓN (S/.)
1	CAPACITACIÓN A PERSONAL PARA MANIOBRA DE RECLOSER	Und.	1	2,500.00	2,500.00
2	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Und.	1	541.05	541.05
3	MANTENIMIENTO DE SERVIDUMBRE - CAMINOS Y FRANJA CON GRUA	Km	5	476.75	2,383.75
4	SEÑALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS MT	ESTRUC.	2	33.39	66.78
5	TRANSPORTE DE MATERIALES CON GRUA X HORA	H.E.	8	176.55	1,412.40
6	COMPRA DE FUSIBLES PARA SECCIONAMIENTO TIPO T	Und.	90	29.93	2,693.70
TOTAL S/.					9,597.68

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboración propia

Anexo 16: Costo de montaje - instalación de 2 recloser + 2 retenidas + 2 pat

ITE M	DESCRIPCIÓN	UM	CAN T.	UNIT. (S/.)	INVERSION (S/.)
1	INSTALACIÓN DE RECONECTADOR TRIFÁSICO, 27KV, 125 kVp, C/TRAFO 22.9/0.22kV, 0.05KVA, 125 kVp [0-1000] msnm	Und.	2	<b>2,082.21</b>	<b>4,164.42</b>
2	POSTE DE C.A.C. 13m/400/180/375mm	Und.	1	<b>600.51</b>	<b>600.51</b>
3	SECC. FUS. CUT-OUT, 27KV, 200A, 150 Kv BILL	Und.	6	<b>33.57</b>	<b>201.42</b>
4	FUSIBLE TIPO T, 27 KV, DE 160A	Und.	6	<b>8.84</b>	<b>53.04</b>
5	CAMBIO DE FUSIBLES (TIPO K A TIPO T)	Cjto.	30	<b>25.79</b>	<b>773.70</b>
6	INSTALACIÓN DE AISLADOR POL. TIPO PIN	Und.	4	<b>21.43</b>	<b>85.72</b>
7	INSTALACIÓN DE AISLADOR POL. SUSPENSIÓN	Cjto.	12	<b>28.00</b>	<b>336.00</b>
8	INSTALACIÓN DE MEDIA PALOMILLA	Cjto.	1	<b>64.56</b>	<b>64.56</b>
9	INSTALACIÓN DE RETENIDA COMPLETA	Cjto.	2	<b>234.88</b>	<b>469.76</b>
10	INSTALACIÓN DE PAT	Cjto.	2	<b>211.06</b>	<b>422.12</b>
11	MANTENIMIENTO DE ARMADOS MT	Cjto.	3	<b>47.01</b>	<b>141.03</b>
<b>TOTAL S/.</b>					<b>7,312.28</b>

Fuente: Reyser Ingenieros S.R.L Elaboración propia



Anexo 17: Consumo de energía por sub estación

RAMAL 1					
TRASFORMA DOR	POTENCIA (KW)	HORA (H)	ENERGÍA (KW-H)	USUARI OS	UNITARIO (KW-H)
PJ7147	35.45	18	638.1	1	638.100
PJ7157	25	18	450	1	450.000
PJ2042	8.8	18	158.4	68	2.329
PJ2041	4.12	18	74.16	30	2.472
PJ2067	6.5	18	117	33	3.545
PJ2053	15.23	18	274.14	76	3.607
PJ2047	3.47	18	62.46	12	5.205
PJ2046	5.87	18	105.66	30	3.522
PJ2052	2.8	18	50.4	16	3.150
PJ2104	55.84	18	1005.12	1	1005.120
PJ2039	16.29	18	293.22	98	2.992
PJ2058	7.2	18	129.6	16	8.100
PJ2057	7.2	18	129.6	21	6.171
PJ2038	5.74	18	103.32	26	3.974
PJ2045	14.17	18	255.06	95	2.685
PJ2044	20.72	18	372.96	98	3.806
PJ2043	6.3	18	113.4	53	2.140
PJ2006	15.88	18	285.84	181	1.579
PJ2005	4.5	18	81	59	1.373
PJ2102	18.18	18	327.24	1	327.240
PJ2105	55.84	18	1005.12	1	1005.120
PJ2004	4.63	18	83.34	63	1.323
PJ2064	5.63	18	101.34	44	2.303
PJ2065	3.8	18	68.4	27	2.533
PJ2066	3.6	18	64.8	12	5.400
PJ7134	22.71	18	408.78	1	408.780
PJ2003	8.7	18	156.6	136	1.151
PJ2002	5.64	18	101.52	112	0.906
PJ7133	54.5	18	981	1	981.000
PJ2001	3.63	18	65.34	28	2.334
PJ2009	9.08	18	163.44	70	2.335

Fuente: Hidrandina S.A elaboración propia

Anexo 18: Consumo de energía por sub estación

<b>RAMAL 2</b>					
<b>TRAFORMADOR</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>HORA (H)</b>	<b>ENERGÍA (KW-H)</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>UNITARIO (KW-H)</b>
PJ2013	10.8	18	194.4	85	2.287
PJ2014	3.15	18	56.7	41	1.383
PJ2012	1.82	18	32.76	15	2.184
PJ2019	2.37	18	42.66	13	3.282
PJ2020	6.04	18	108.72	36	3.020
PJ2015	3.63	18	65.34	33	1.980
PJ2021	8.96	18	161.28	40	4.032
PJ2023	8.76	18	157.68	46	3.428
PJ2024	2.66	18	47.88	17	2.816
PJ2025	10.42	18	187.56	56	3.349
PJ2026	8.36	18	150.48	45	3.344
PJ2027	12.89	18	232.02	63	3.683
PJ2028	3.32	18	59.76	17	3.515
PJ2029	5.18	18	93.24	30	3.108
PJ2016	14.88	18	267.84	99	2.705
PJ2017	11.2	18	201.6	147	1.371
PJ2031	5.64	18	101.52	31	3.275
PJ2059	4.2	18	75.6	26	2.908
PJ2060	2	18	36	13	2.769
PJ2018	9.06	18	163.08	51	3.198
PJ2032	4.98	18	89.64	24	3.735
PJ2033	3.42	18	61.56	18	3.420

Fuente: Hidrandina S.A elaboración propia

Anexo 19: Consumo de energía por sub estación

RAMAL 3					
TRAFORMADO R	POTENCIA (KW)	HOR A (H)	ENERGIA (KW-H)	USUARIO S	UNITARIO (KW-H)
PJ2010	3.9	18	70.2	65	1.080
PJ2034	31.05	18	558.9	153	3.653
PJ2050	1.2	18	21.6	5	4.320
PJ2051	3.84	18	69.12	21	3.291
PJ2072	3.98	18	71.64	18	3.980
PJ2073	4.58	18	82.44	25	3.298
PJ2035	29.72	18	534.96	191	2.801
PJ2036	26.35	18	474.3	114	4.161
PJ2103	5.09	18	91.62	1	91.620
PJ2063	7.2	18	129.6	27	4.800
PJ2068	1.28	18	23.04	26	0.886
PJ2069	1.26	18	22.68	19	1.194
PJ2070	1.86	18	33.48	26	1.288
PJ2071	8.5	18	153	6	25.500
PJ2061	1.24	18	22.32	39	0.572
PJ2037	13.48	18	242.64	66	3.676
PJ2062	0.38	18	6.84	22	0.311

Fuente: Hidrandina S.A elaboración propia

Anexo 20: Ficha de recolección de datos

CONTROL DE FALLAS DEL ALIMENTADOR PJ002						
			Asesor Especialista:			
			Escuela: Ingeniería Mecánica Eléctrica			AÑO: 2018
N º	MES	TIPO DE FALLA	ALIMENTAD OR	DURACIÓN DE LA FALLA	TENSIÓN	TOTAL DE FALLAS POR MES
1	ENERO					
5	FEBRERO					
8	MARZO					
11	ABRIL					
16	MAYO					
20	JUNIO					
24	JULIO					
27	AGOSTO					
29	SEPTIEMBRE					
34	NOVIEMBRE					
37	DICIEMBRE					
TOTAL HORAS				0	TOTAL FALLAS /AÑO	0

## Anexo 21: Fotos de las placas de los transformadores de 10kv

